# СПРАВОЧНИК
## по электроснабжению и электрооборудованию

В двух томах

Под общей редакцией А. А. ФЕДОРОВА

Том 1

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

МОСКВА ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ 1986

ББК 31.29
С 74
УДК 658.26:621.31(035.5)

Рецензент: главный энергетик Магнитогорского металлургического комбината А. А. Ершов

Составители: А. В. Алистратов, В. Я. Бобров, О. А. Бушуева, С. И. Вершинина, С. И. Гамазин, А. Г. Захарова, В. В. Каменева, А. А. Катарская, Э. А. Киреева, А. И. Кирпа, С. Ф. Крутоус, Ю. В. Кучин, Г. М. Лебедев, Б. Г. Меньшов, Ю. П. Попов, П. И. Семичевский, Л. Е. Старкова, В. Г. Ткаченко, А. А. Федоров

С 74 **Справочник** по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т. 1. Электроснабжение/Под общ. ред. А. А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 568 с.: ил.

Излагаются общие вопросы электрических нагрузок и технико-экономических расчетов в системах электроснабжения. Даны сведения по электрооборудованию, релейной защите, автоматике и телемеханике. Рассмотрены вопросы перегрузки элементов систем электроснабжения, качества, учета и экономии электроэнергии. Дан расчет цеховых электрических сетей.

Для инженерно-технического персонала, работающего в отделах главных энергетиков промышленных предприятий, может быть полезен студентам вузов и техникумов.

С $\frac{2302050000\text{-}033}{051(01)\text{-}86}$ 174-86 ББК 31.29

© Энергоатомиздат, 1986

# СОДЕРЖАНИЕ


Предисловие . . . . . 8

Раздел первый. **Основные сведения по математике, применяемые в данном справочнике** . . . . . 9

1.1. Алгебра матриц . . . . . 9
1.2. Системы линейных уравнений и определители . . . . . 10
1.3. Элементы теории графов . . . 13
1.4. Приближение функций . . . . 15
1.5. Элементы теории вероятностей и обработка опытных данных 17

Раздел второй. **Применение вычислительной техники при проведении инженерно-технических расчетов в системах электроснабжения** . . . . . 25

2.1. Общие положения . . . . . 25
2.2. Технико-эксплуатационная характеристика ЭВМ третьего поколения . . . . . 26
2.3. Этапы решения задачи на ЭВМ 27
2.4. Применение ЭВМ для оптимального проектирования систем электроснабжения . . . 32

Раздел третий. **Расчет электрических нагрузок – теория, методы их определения** . . . . . 34

А. Основные понятия и определения 34
3.1. Общие положения . . . . . 34
3.2. Номинальная мощность . . . 35
3.3. Средние и среднеквадратические нагрузки . . . . . 36
3.4. Максимальные и расчетные нагрузки . . . . . 36
3.5. Показатели графиков электрических нагрузок . . . . . 38
3.6. Приведенное число приемников электроэнергии . . . . . 39

Б. Определение средних нагрузок и расхода электроэнергии . . . 39
3.7. Расчет средних и среднеквадратических нагрузок . . . . . 39
3.8. Определение расхода электроэнергии . . . . . 40

В. Определение расчетных нагрузок 41
3.9. Общие рекомендации по выбору метода определения расчетных нагрузок . . . . . 41
3.10. Определение расчетной нагрузки по удельным показателям производства . . . . . 43
3.11. Определение расчетной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса . . . . 43
3.12. Определение расчетной нагрузки по средней мощности и показателям графиков нагрузок . . . 44
3.13. Определение расчетных нагрузок узлов системы электроснабжения . . . . . 45
3.14. Некоторые соображения по учету роста нагрузок . . . . 46

Раздел четвертый. **Основы технико-экономических расчетов в системах электроснабжения промышленных предприятий** . . . . . 47

4.1. Общие положения . . . . . 47
4.2. Методика технико-экономических расчетов . . . . . 47
4.3. Основные технико-экономические показатели . . . . . 49
4.4. Укрупненные технико-экономические показатели стоимости элементов систем электроснабжения промышленных предприятий . . . . . 53
4.5. Воздушные линии . . . . . 55
4.6. Кабельные линии . . . . . 59
4.7. Подстанции . . . . . 64
4.8. Распределительные устройства 70

Раздел пятый. **Основные положения теории надежности** . . . . . 78

5.1. Общие положения . . . . . 78
5.2. Определения и термины надежности . . . . . 78
5.3. Элементы теории вероятностей и математической статистики 79
5.4. Основные теоремы теории вероятностей . . . . . 79
5.5. Характеристики случайных величин . . . . . 80
5.6. Числовые характеристики случайных величин . . . . . 81

5.7. Законы распределения случайных величин . . . . . 82
5.8. Показатели надежности . . . 84
5.9. Применение теории надежности для проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий . . . . . 86
5.10. Планирование технического обслуживания электрооборудования как средства повышения надежности . . . . . 92

Раздел шестой. **Режим нейтрали и защитные заземления в промышленных электроустановках** . . . . . 97

6.1. Общие положения по режиму нейтрали . . . . . 97
6.2. Системы с изолированной нейтралью . . . . . 98
6.3. Системы с глухо- и эффективно заземленной нейтралью . . . 101
6.4. Выбор режима нейтрали электроустановок напряжением до 1 кВ и выше . . . . . 103
6.5. Основные положения по защитным заземлениям в промышленных электроустановках . . . . 103
6.6. Защитные меры электробезопасности и область их применения . . . . . 104
6.7. Сопротивления заземляющих устройств . . . . . 105

Раздел седьмой. **Молниезащита промышленных зданий, сооружений и электроустановок** . . . . . 106
7.1. Молниезащита подстанций . . 106
7.2. Молниезащита воздушных линий . . . . . 107
7.3. Основные требования, предъявляемые к устройствам молниезащиты электроустановок, промышленных зданий и сооружений . . . . . 111

Раздел восьмой. **Расчет токов короткого замыкания** . . . . . 127

8.1. Основные положения, определения и расчетные условия короткого замыкания в электрических сетях напряжением выше 1 кВ 127
8.2. Определение расчетных параметров элементов сети . . . . 130
8.3. Расчетная схема и схема замещения . . . . . 134
8.4. Определение токов короткого замыкания . . . . . 137
8.5. Определение токов короткого замыкания по расчетным кривым . . . . . 139
8.6. Расчеты режимов несимметричных коротких замыканий . . . 143
8.7. Расчет токов короткого замыкания в электрических сетях напряжением до 1 кВ . . . . . 149
8.8. Определение токов короткого замыкания по номограммам . . 155
8.9. Примеры расчета токов короткого замыкания . . . . . 156
8.10. Расчеты токов короткого замыкания в сетях постоянного тока 162

Раздел девятый. **Выбор электрических аппаратов** . . . . . 164

9.1. Общие положения . . . . . 164
9.2. Выбор аппаратов и параметров токоведущих устройств по длительному режиму . . . . 165
9.3. Проверка электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих устройств по току короткого замыкания . . . . . 165
9.4. Выбор и проверка выключателей напряжением выше 1 кВ . . . 167
9.5. Выбор и проверка предохранителей, выключателей нагрузки и разъединителей . . . . . 168
9.6. Выбор и проверка изоляторов 169
9.7. Выбор и проверка шин . . . . 169
9.8. Выбор и проверка реакторов 175
9.9. Выбор и проверка трансформаторов тока . . . . . 182
9.10. Выбор и проверка трансформаторов напряжения . . . . . 184

Раздел десятый. **Допустимые перегрузки элементов систем электроснабжения** . . . . . 186

10.1. Общие положения . . . . . 186
10.2. Перегрузка генераторов промышленных электрических станций . . . . . 187
10.3. Перегрузка воздушных и кабельных линий . . . . . 193
10.4. Перегрузочная способность аппаратов напряжением выше 1 кВ . . . . . 208

Раздел одиннадцатый. **Компенсация реактивной мощности** . . . . 221

11.1. Общие положения . . . . . 221
11.2. Инструкция по компенсации реактивной мощности в электрических сетях потребителей электроэнергии . . . . . 223
11.3. Способы уменьшения потребления реактивной мощности приемниками электроэнергии 226
11.4. Источники реактивной мощности . . . . . 230

11.5. Выбор типа, мощности и места установки компенсирующих устройств . . . . . 239
11.6. Режимы работы и регулирование мощности компенсирующих устройств . . . . . 245
11.7. Компенсация реактивной мощности при наличии вентильной нагрузки . . . . . 246

Раздел двенадцатый. **Выбор напряжения** . . . . . 248

А. Основные понятия и определения . . . . . 248
12.1. Общие положения . . . . . 248
12.2. Определение рационального напряжения аналитическим путем 249
12.3. Приближенное определение рационального напряжения . . 257
12.4. Выбор рационального напряжения при равномерно распределенной нагрузке . . . . 257
12.5. Определение рационального напряжения с применением методов планирования эксперимента . . . . . 260

Раздел тринадцатый. **Выбор рациональных сечений проводов и жил кабелей** . . . . . 264

13.1. Общие положения . . . . . 264
13.2. Выбор сечений жил кабелей и проводов воздушных линий по нагреву расчетным током . . 267
13.3. Выбор сечений жил кабелей по нагреву током короткого замыкания . . . . . 267
13.4. Выбор сечений жил кабелей и проводов воздушных линий по потерям напряжения . . . . 268
13.5. Выбор сечений жил кабелей и проводов по экономическим соображениям . . . . . 269
13.6. Нахождение экономически целесообразного сечения . . . 271

Раздел четырнадцатый. **Качество электрической энергии** . . . . 275

14.1. Общие положения . . . . . 275
14.2. Стандартизация качества электроэнергии . . . . . 275
14.3. Несинусоидальность формы кривой напряжения . . . . 278
14.4. Несимметрия напряжений . . 286
14.5. Отклонения и колебания напряжения в системах промышленного электроснабжения . . 288
14.6. Отклонения и колебания частоты . . . . . 294
14.7. Технические средства повышения качества электроэнергии 295

Раздел пятнадцатый. **Релейная защита в системах электроснабжения промышленных предприятий** . . . 304

15.1. Общие положения . . . . . 304
15.2. Защита силовых трансформаторов . . . . . 305
15.3. Защита синхронных и асинхронных двигателей . . . . 315
15.4. Защита синхронных компенсаторов . . . . . 327
15.5. Защита конденсаторных установок . . . . . 327
15.6. Защита преобразовательных агрегатов . . . . . 329
15.7. Защита кабельных и воздушных линий . . . . . 333

Раздел шестнадцатый. **Автоматика в системах электроснабжения промышленных предприятий** . . . . 342

16.1. Общие положения . . . . . 342
16.2. Автоматическое повторное включение . . . . . 344
16.3. Автоматическое включение резерва . . . . . 368
16.4. Автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей . . . . . 384
16.5. Автоматическая разгрузка по частоте . . . . . 393

Раздел семнадцатый. **Телемеханизация в системах электроснабжения** 395

17.1. Организация диспетчерских служб . . . . . 395
17.2. Диспетчерские щиты и пульты 398
17.3. Диспетчерские пункты и их компоновка . . . . . 400
17.4. Применение вычислительной техники в системах диспетчерского управления . . . . . 403
17.5. Агрегатные средства телемеханической техники . . . . . 404
17.6. Назначение, виды и функции телемеханических систем . . 405
17.7. Системы управления . . . . 406
17.8. Передача телемеханической информации . . . . . 407
17.9. Телеизмерения . . . . . 410
17.10. Телеуправление и телесигнализация . . . . . 412
17.11. Объем телемеханизации . . 415
17.12. Примеры промышленных устройств телемеханики . . . . 418

Раздел восемнадцатый. **Учет электрической энергии** . . . . . 421

18.1. Общие положения . . . . . 421
18.2. Расчеты за пользование электрической энергией . . . . . 423
18.3. Скидки и надбавки к тарифу на электрическую энергию за компенсацию реактивной мощности в электроустановках промышленных и приравненных к ним потребителей . . . 424
18.4. Проектирование и монтаж счетчиков электрической энергии с измерительными трансформаторами тока и напряжения . . . . . 427

Раздел девятнадцатый. **Электробаланс и определение потерь электрической энергии** . . . . . 439

19.1. Основные положения по составлению электробаланса промышленных предприятий . . 439
19.2. Методика определения потерь электроэнергии на промышленных предприятиях промышленной частоты . . . . . 440
19.3. Примеры составления электробалансов . . . . . 444
19.4. Дополнительные потери активной мощности и электроэнергии в элементах систем электроснабжения промышленных предприятий, обусловленные несинусоидальными токами . 451
19.5. Дополнительные потери активной мощности и электроэнергии в элементах системы электроснабжения промышленных предприятий, обусловленные несимметрией напряжения 457
19.6. Потери активной мощности и электроэнергии в элементах системы электроснабжения промышленных предприятий, обусловленные изменением частоты питающего напряжения 460

Раздел двадцатый. **Воздушные линии** . . . . . 461

А. Электрический расчет промышленных сетей . . . . . 461
20.1. Общие положения . . . . . 461
20.2. Электрический расчет участка сети с П-образной схемой замещения . . . . . 465
20.3. Электрический расчет разомкнутых сетей . . . . . 467
20.4. Электрический расчет простейших замкнутых сетей . . . 469

Б. Расчет воздушных линий на механическую прочность . . . 471
20.5. Основные положения расчетов воздушных линий на механическую прочность . . . . . 471
20.6. Расчет проводов и тросов воздушных линий на механическую прочность в нормальном режиме . . . . . 473
20.7. Выбор типов изоляторов и арматуры . . . . . 476
20.8. Краткие сведения о расчете опор воздушных линий на механическую прочность . . . 478

В. Элементы воздушных линий . . 479
20.9. Провода и тросы . . . . . 479
20.10. Линейные изоляторы, арматура и опоры воздушных линий . . . . . 481

Раздел двадцать первый. **Кабельные линии** . . . . . 482

21.1. Выбор сечений жил кабелей по нагреву, экономической плотности тока и условиям короткого замыкания. Выбор марок кабелей по условиям прокладки . . . . . 482
21.2. Технические данные силовых кабелей напряжением до 35 кВ 492
21.3. Технические данные маслонаполненных кабелей напряжением 110—500 кВ . . . . . 496
21.4. Технические данные контрольных кабелей . . . . . 497
21.5. Муфты для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией напряжением до 35 кВ . . . . . 498
21.6. Силовые кабели с пропитанной бумажной изоляцией и повышенной температурой нагрева . . . . . 498

Раздел двадцать второй. **Шинопроводы в системах электроснабжения** . . . . . 502

22.1. Общие положения . . . . . 502
22.2. Определение активного и реактивного сопротивлений шинопровода . . . . . 503
22.3. Потери мощности и напряжения в шинопроводах . . . . 505
22.4. Выбор сечения шинопровода 507
22.5. Проверка выбранного сечения шинопровода на термическую стойкость . . . . . 508

22.6. Проверка выбранного сечения шинопровода на электродинамическую стойкость . . . . 508

Раздел двадцать третий. **Цеховые электрические сети** . . . . . 519

23.1. Общие положения . . . . . 519
23.2. Конструктивное выполнение цеховых сетей . . . . . 519
23.3. Схемы цеховых электрических сетей . . . . . 525
23.4. Электрические сети во взрывоопасных зонах . . . . . 526
23.5. Электрические сети в пожароопасных зонах . . . . . 528
23.6. Защита цеховых электрических сетей . . . . . 529
23.7. Выбор уставок защиты . . . 533
23.8. Моделирование оптимальных цеховых электрических сетей и их расчет с помощью ЭВМ . . 539

Раздел двадцать четвертый. **Передвижные электрические станции** 541

24.1. Общие сведения и условия применения . . . . . 541
24.2. Состав электростанции . . . 541
24.3. Классификация передвижных электростанций . . . . . 547
24.4. Выбор электростанции по установленной мощности . . . . 552
24.5. Железнодорожные и плавучие электростанции . . . . . 552

Раздел двадцать пятый. **Экономия электроэнергии в системах промышленного электроснабжения** . . . 553

25.1. Общие положения . . . . . 553
25.2. Экономия электроэнергии в трансформаторах, линиях, шинах, распределительных сетях напряжением до 1 кВ с несимметричной нагрузкой . . . . 553
25.3. Экономия электроэнергии за счет применения специальных средств . . . . . 555
25.4. Экономия электроэнергии при эксплуатации цехового электрооборудования . . . . . 557
25.5. Разработка энергосберегающих технологических процессов . . . . . 558
25.6. Экономия электроэнергии в системах электроснабжения при испытаниях двигателей внутреннего сгорания . . . . 559

Список литературы . . . . . 561
Предметный указатель . . . . . 566

# ПРЕДИСЛОВИЕ

Коммунистическая партия и Советское правительство всегда придавали первостепенное значение экономному расходованию топливно-энергетических ресурсов. Ярким подтверждением этого является разработанная на длительную перспективу Энергетическая программа СССР, предусматривающая широкое внедрение энергосберегающих техники и технологии.

Ведущая роль при рационализации энергопотребления принадлежит инженерно-техническим работникам, занимающимся вопросами производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии. В решении этих вопросов большую помощь окажет настоящий справочник.

Справочник состоит из двух томов. В первом томе приведены систематизированные сведения по расчету и автоматизации систем электроснабжения, выбору электрооборудования и рационализации режимов электропотребления. Во втором томе приведены необходимые сведения по выбору электрооборудования (продолжение), специальным установкам промышленных предприятий, электроснабжению городов, транспорта и сельского хозяйства.

Материалы справочника составили: А. В. Алистратов – разд. 23; В. Я. Бобров – разд. 25; О. А. Бушуева – разд. 10; С. И. Вершинина – разд. 3, 20; С. И. Гамазин – разд. 20; А. Г. Захарова – разд. 5, 13; В. В. Каменева – разд. 12, 16; А. А. Катарская – разд. 19; Э. А. Киреева – разд. 15, 17; А. И. Кирпа – разд. 21; С. Ф. Крутоус – разд. 18; Ю. В. Кучин – разд. 1, 2, 11; Г. М. Лебедев – разд. 6; Б. Г. Меньшов – разд. 24; Ю. В. Попов – разд. 7; П. И. Семичевский – разд. 9, 14; Л. Е. Старкова – разд. 14, 25; В. Г. Ткаченко – разд. 8; А. А. Федоров – разд. 3, 4, 6, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 19, 22, 25.

Авторы считают своим долгом отметить специалистов, принявших активное участие в технической работе над справочником: А. С. Козыревича, А. И. Жданова, П. И. Осипенко, Г. В. Яковчук, Н. Д. Рыкову, Л. И. Ячкула и В. В. Суднову.

Авторы приносят глубокую благодарность Э. А. Киреевой и И. И. Кирпе за редактирование рукописи, а также Г. К. Березиной и О. И. Джура за оформление материала справочника.

Просьба к читателям свои пожелания и замечания присылать в Энергоатомиздат по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

*Авторы*

РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ

# ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ПО МАТЕМАТИКЕ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ДАННОМ СПРАВОЧНИКЕ

Решение проектных и эксплуатационных задач промышленного электроснабжения связано с применением различных математических методов. Основными вопросами электроснабжения, требующими математического анализа, являются: расчеты режимов систем электроснабжения и их оптимизация; выбор рационального напряжения электроснабжения, сечений проводов, шин и кабелей; определение показателей электрических нагрузок и др. На стадии проектирования инженер сталкивается с необходимостью решения задачи выбора схемы, конфигурации электрической сети и ее элементов, а на стадии эксплуатации – повышения экономичности работы системы электроснабжения, т. е. оптимизации режима.

С точки зрения объема исходных данных для решения проектных и эксплуатационных задач современные системы электроснабжения можно отнести к классу больших систем с неполно заданной информацией. Поэтому в настоящее время разработаны и продолжают разрабатываться эффективные методы их расчета и оптимизации. Изложенный в справочнике материал требует знания математического аппарата прикладной математики, в частности прикладной статистики, элементов теории графов и составления уравнений сети, методов оптимизации.

В настоящем разделе рассмотрены основные понятия и методы, необходимые для усвоения и использования в работе излагаемого в справочнике материала.

## 1.1. АЛГЕБРА МАТРИЦ

**Типы матриц.** Прямоугольную таблицу, составленную из элементов (в частном случае чисел) и имеющую $m$ строк и $n$ столбцов, называют $(m \times n)$-*матрицей*. Положение элемента матрицы характеризуется двойным индексом; первый индекс означает номер строки, второй – номер столбца. Например,

$$A = \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ a_{m1} & a_{m2} & \dots & a_{mn} \end{vmatrix} \qquad (1.1)$$

– матрица размером $m \times n$, имеющая $m$ строк и $n$ столбцов.

Сокращенная запись матрицы имеет вид $A = [a_{ij}]$, где $i = 1, 2, \dots, m$; $j = 1, 2, \dots, n$.

Если матрица состоит из одного столбца $(n = 1)$ или одной строки $(m = 1)$, то ее называют *матрица-столбец* или *матрица-строка*. Матрицу-столбец или матрицу-строку называют также вектором и обозначают как

$$X = \begin{vmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \dots \\ x_n \end{vmatrix},$$

или $X = |\, x_1 \; x_2 \; \dots \; x_n \,|$.

Преобразование матрицы $A$, состоящее в замене строк столбцами при сохранении их нумерации, называют *транспонированием*. Полученную в результате преобразования матрицу называют транспонированной к матрице $A$ и обозначают $A'$

$$A' = \begin{vmatrix} a_{11} & a_{21} & \dots & a_{m1} \\ a_{12} & a_{22} & \dots & a_{m2} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ a_{1n} & a_{2n} & \dots & a_{mn} \end{vmatrix}. \qquad (1.2)$$

Матрицу, число строк которой равно числу столбцов $(m = n)$, называют *квадратной*. Для квадратной матрицы общее число строк или столбцов называют порядком матрицы. Совокупность элементов квадратной матрицы вида $a_{ii}$, где $i = 1, 2, \dots, n$, образует главную диагональ матрицы. Квадратную матрицу, у которой все элементы, расположенные вне главной диагонали, равны нулю, называют диагональной. Если в диагональной матрице все элементы, стоящие на главной диагонали, равны единице, то имеем единичную матрицу $n$-го порядка.

Матрицу, все элементы которой равны нулю, называют нулевой и обозначают через $0$. Нулевая матрица может иметь любой размер $m \times n$, в то время как единичная матрица квадратная.

**Сложение матриц.** Суммой двух матриц одинакового типа $A + B = [a_{ij}] + [b_{ij}]$ $(i = 1, 2, \dots, m;\ j = 1, 2, \dots, n)$ называют матрицу $C = [c_{ij}]$ того же типа, элементы которой $C_{ij}$

равны сумме соответствующих элементов $a_{ij}$ и $b_{ij}$ матриц $A$ и $B$, т. е. $C_{ij} = a_{ij} + b_{ij}$.

**Пример 1.1.** Пусть

$$A = \begin{vmatrix} 3 & 0 & -7 \\ 1 & 2 & 0{,}5 \end{vmatrix}; \quad B = \begin{vmatrix} -2 & -3 & 10 \\ 0 & 0{,}5 & -0{,}5 \end{vmatrix}.$$

Тогда

$$C = A + B = \begin{vmatrix} 1 & -3 & 3 \\ 1 & 2{,}5 & 0 \end{vmatrix}.$$

Сложение матриц подчиняется следующим законам:

1) $A + (B + C) = (A + B) + C$; 2) $A + B = B + A$; 3) $A + [0] = A$.

**Умножение матрицы на число.** Произведением матрицы $A = [a_{ij}]$ на число $\alpha$ называют матрицу $C = [c_{ij}]$, элементы которой получены умножением всех элементов матрицы $A$ на число $\alpha$, т. е. $c_{ij} = \alpha a_{ij}$.

**Пример 1.2.** Произведение матрицы

$$A = \begin{vmatrix} 1 & 3 & -5 \\ 0 & 2 & 1 \end{vmatrix}$$

на число 2 есть матрица

$$C = 2A = \begin{vmatrix} 2 & 6 & -10 \\ 0 & 4 & 2 \end{vmatrix}.$$

Произведение $A\alpha$ подчиняется следующим законам: 1) $1A = A$; 2) $0A = [0]$; 3) $\alpha(\beta A) = (\alpha\beta) A$.

**Умножение матрицы.** Произведением матрицы $A = |a_{ij}|_{m \times n}$ на матрицу $B = |b_{ij}|_{p \times g}$ называют матрицу $C = |c_{ij}|_{m \times g}$, элемент $c_{ij}$ которой равен сумме произведений элементов $i$-й строки матрицы $A$ на соответствующие элементы $j$-го столбца матрицы $B$, т. е. $c_{ij} = a_{i1}b_{1j} + a_{i2}b_{2j} + \ldots + a_{in}b_{nj}$, где $i = 1, 2, \ldots, m$; $j = 1, 2, \ldots, g$.

Умножение $A$ на $B$ допустимо (произведение $AB$ существует), если число столбцов $A$ равно числу строк $B$.

**Пример 1.3.**

$$AB = \begin{vmatrix} 3 & 2 & 6 & 1 \\ 1 & 4 & 0 & 3 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 2 & -1 \\ 1 & -3 \\ 0 & 1 \\ 3 & 1 \end{vmatrix} =$$

$$= \begin{vmatrix} 3\cdot 2 + 2\cdot 1 + 6\cdot 0 + 1\cdot 3 & 3\cdot(-1) + \\ +2\cdot(-3) + 6\cdot 1 + 1\cdot 1 & \\ 1\cdot 2 + 4\cdot 1 + 0\cdot 0 + 3\cdot 3 & 1\cdot(-1) + \\ +4\cdot(-3) + 0\cdot 1 + 3\cdot 1 & \end{vmatrix} =$$

$$= \begin{vmatrix} 11 & -2 \\ 15 & -10 \end{vmatrix}.$$

Произведения матриц подчиняются следующим законам: 1) $A(BC) = (AB)C$; 2) $\alpha(AB) = (\alpha A)B$; 3) $(A + B)C = AC + BC$; 4) $C(A + B) = CA + CB$.

Отметим, что $AB \neq BA$, т. е. произведение двух матриц в общем случае не обладает свойством переместительности.

## 1.2. СИСТЕМЫ ЛИНЕЙНЫХ УРАВНЕНИЙ И ОПРЕДЕЛИТЕЛИ

**Матричная запись систем уравнений.** Систему линейных уравнений

$$\left.\begin{aligned} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \ldots + a_{1n}x_n &= y_1; \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \ldots + a_{2n}x_n &= y_2; \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots & \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \ldots + a_{mn}x_n &= y_m \end{aligned}\right\} \qquad (1.3)$$

можно записать матричным равенством

$$AX = Y, \qquad (1.4)$$

где

$$A = \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} & \ldots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \ldots & a_{2n} \\ \ldots & \ldots & \ldots & \ldots \\ a_{m1} & a_{m2} & \ldots & a_{mn} \end{vmatrix}; \quad X = \begin{vmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \ldots \\ x_n \end{vmatrix}; \quad Y = \begin{vmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \ldots \\ y_m \end{vmatrix}.$$

Методы решения систем линейных алгебраических уравнений разделяют на две группы. К первой группе относят *прямые методы*, которые основаны на непосредственном преобразовании уравнений. Прямые методы позволяют получить решение системы за конечное число арифметических операций. Сюда относят правило Крамера для решения с помощью определителей систем с небольшим числом уравнений и метод Гаусса для решения систем до порядка $10^3$.

Вторую группу составляют *итеративные методы*, которые основаны на том, что уравнение решают последовательным приближением, пока не будет достигнута заданная точность. С помощью этих методов и использования для расчетов ЭВМ появляется возможность решения систем до порядка $10^6$.

**Прямые методы.** Для частного случая $n \times n$ системы линейных уравнений $Ax = g$ решение $x$ можно получить в виде

$$x = A^{-1}g, \qquad (1.5)$$

где $A^{-1}$ – *обратная* матрица по отношению к квадратной матрице $A$, т. е. такой, что произведение $AA^{-1}$ равно единичной матрице.

В соответствии с правилом Крамера неизвестные $x_k (k = 1, 2, \ldots, n)$ определяют из соотношения

$$x_k = \frac{1}{\Delta}\left(\Delta_{1k}g_1 + \Delta_{2k}g_2 + \ldots + \Delta_{nk}g_n\right) = \frac{1}{\Delta}\sum_{s=1}^{n}\Delta_{sk}g_s,$$

где $\Delta$ – *определитель* системы уравнений; $\Delta_{sk}$ – *алгебраические дополнения.*

Определитель $\Delta$ представляет собой числовую функцию, которую вычисляют по определенным правилам на основании квадратной таблицы, состоящей из коэффициентов системы уравнений

$$\Delta = \det A = \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} & \ldots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \ldots & a_{2n} \\ \ldots & \ldots & \ldots & \ldots \\ a_{n1} & a_{n2} & \ldots & a_{nn} \end{vmatrix}. \qquad (1.6)$$

Алгебраическое дополнение $\Delta_{sk}$ вычисляют как определитель матрицы, полученной удалением из матрицы $A$ $s$-й строки и $k$-го столбца, умноженный на $(-1)^{s+k}$. Решение системы уравнений с учетом правила Крамера можно записать в следующем виде:

$$\begin{vmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \ldots \\ x_n \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1/\Delta\,(\Delta_{11}g_1 + \Delta_{21}g_2 + \ldots + \Delta_{n1}g_n) \\ 1/\Delta\,(\Delta_{12}g_1 + \Delta_{22}g_2 + \ldots + \Delta_{n2}g_n) \\ \ldots \\ 1/\Delta\,(\Delta_{1n}g_1 + \Delta_{2n}g_2 + \ldots + \Delta_{nn}g_n) \end{vmatrix} = \frac{1}{\Delta}\begin{vmatrix} \Delta_{11} & \Delta_{21} & \ldots & \Delta_{n1} \\ \Delta_{12} & \Delta_{22} & \ldots & \Delta_{n2} \\ \ldots & \ldots & \ldots & \ldots \\ \Delta_{1n} & \Delta_{2n} & \ldots & \Delta_{nn} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \ldots \\ g_n \end{vmatrix}.$$

Сравнивая с (1.5), получаем

$$A^{-1} = \frac{1}{\Delta}\begin{vmatrix} \Delta_{11} & \Delta_{21} & \ldots & \Delta_{n1} \\ \Delta_{12} & \Delta_{22} & \ldots & \Delta_{n2} \\ \ldots & \ldots & \ldots & \ldots \\ \Delta_{1n} & \Delta_{2n} & \ldots & \Delta_{nn} \end{vmatrix}.$$

Обратная матрица $A^{-1}$ существует для матрицы $A$ при условии, что $\det A \neq 0$. В этом случае квадратную матрицу называют неособенной (невырожденной). Если определитель равен нулю, то $A$ – *особенная* (вырожденная) матрица.

Ниже рассмотрено решение системы линейных уравнений методом последовательного исключения неизвестных (метод Гаусса) на примере системы четырех уравнений с четырьмя неизвестными

$$\left.\begin{aligned} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + a_{14}x_4 &= b_1; \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + a_{24}x_4 &= b_2; \\ a_{31}x_1 + a_{32}x_2 + a_{33}x_3 + a_{34}x_4 &= b_3; \\ a_{41}x_1 + a_{42}x_2 + a_{43}x_3 + a_{44}x_4 &= b_4. \end{aligned}\right\} \qquad (1.7)$$

Исключение неизвестных начинается с выбора опорного уравнения и переменной, подлежащей исключению. Коэффициент при этой переменной называют главным элементом, в качестве которого лучше выбрать наибольший коэффициент в данном уравнении, поскольку это позволит обеспечить большую точность вычислений при использовании ЭВМ. Для исключений переменной $x_1$ из уравнений (1.7) первое уравнение (1.7) умножим на $a_{21}/a_{11}$ и результат вычтем из второго уравнения (1.7); первое уравнение (1.7) умножим на $a_{31}/a_{11}$ и результат вычтем из третьего уравнения (1.7); первое уравнение (1.7) умножим на $a_{41}/a_{11}$ и результат вычтем из четвертого уравнения (1.7).

В результате преобразований получим

$$\left.\begin{aligned} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + a_{14}x_4 &= b_1; \\ 0 + a_{22}^{(1)}x_2 + a_{23}^{(1)}x_3 + a_{24}^{(1)}x_4 &= b_2^{(1)}; \\ 0 + a_{32}^{(1)}x_2 + a_{33}^{(1)}x_3 + a_{34}^{(1)}x_4 &= b_3^{(1)}; \\ 0 + a_{42}^{(1)}x_2 + a_{43}^{(1)}x_3 + a_{44}^{(1)}x_4 &= b_4^{(1)}, \end{aligned}\right\} \qquad (1.8)$$

где $a_{22}^{(1)} = a_{22} - \dfrac{a_{21}a_{12}}{a_{11}}$; $a_{23}^{(1)} = a_{23} - \dfrac{a_{21}a_{13}}{a_{11}}$;

$a_{24}^{(1)} = a_{24} - \dfrac{a_{21}a_{14}}{a_{11}}$; $b_2^{(1)} = b_2 - \dfrac{a_{21}b_1}{a_{11}}$;

$a_{32}^{(1)} = a_{32} - \dfrac{a_{31}a_{12}}{a_{11}}$; $a_{33}^{(1)} = a_{33} - \dfrac{a_{31}a_{13}}{a_{11}}$;

$a_{34}^{(1)} = a_{34} - \dfrac{a_{31}a_{14}}{a_{11}}$; $b_3^{(1)} = b_3 - \dfrac{a_{31}b_1}{a_{11}}$;

$a_{42}^{(1)} = a_{42} - \dfrac{a_{41}a_{12}}{a_{11}}$; $a_{43}^{(1)} = a_{43} - \dfrac{a_{41}a_{13}}{a_{11}}$;

$a_{44}^{(1)} = a_{44} - \dfrac{a_{41}a_{14}}{a_{11}}$; $b_4^{(1)} = b_4 - \dfrac{a_{41}b_1}{a_{11}}$.

Для исключения переменной $x_2$ из уравнений (1.8) приведенные вычисления повторяют: второе уравнение умножают на $a_{32}^{(1)}/a_{22}^{(1)}$ и результат вычитают из третьего уравнения; второе уравнение умножают на $a_{42}^{(1)}/a_{22}^{(1)}$ и результат вычитают из четвертого уравнения (1.8).

В результате получаем

$$\left.\begin{aligned} &a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + a_{14}x_4 = b_1;\\ &0 + a_{22}^{(1)}x_2 + a_{23}^{(1)}x_3 + a_{24}^{(1)}x_4 = b_2^{(1)};\\ &0 + 0 + a_{33}^{(2)}x_3 + a_{34}^{(2)}x_4 = b_3^{(2)};\\ &0 + 0 + a_{43}^{(2)}x_4 + a_{44}^{(2)}x_4 = b_4^{(2)}, \end{aligned}\right\} \quad (1.9)$$

где $a_{33}^{(2)} = a_{33}^{(1)} - \dfrac{a_{32}^{(1)}a_{23}^{(1)}}{a_{22}^{(1)}}$; $a_{34}^{(2)} = a_{34}^{(1)} - \dfrac{a_{32}^{(1)}a_{24}^{(1)}}{a_{22}^{(1)}}$;

$$b_3^{(2)} = b_3^{(1)} - \frac{a_{32}^{(1)}b_2^{(1)}}{a_{22}^{(1)}};\ a_{43}^{(2)} = a_{43}^{(1)} - \frac{a_{42}^{(1)}a_{23}^{(1)}}{a_{22}^{(1)}}.$$

$$a_{44}^{(2)} = a_{44}^{(1)} - \frac{a_{42}^{(1)}a_{24}^{(1)}}{a_{22}^{(1)}};\ b_4^{(2)} = b_4^{(1)} - \frac{a_{42}^{(1)}b_2^{(1)}}{a_{22}^{(1)}}.$$

Аналогично, исключая переменную $x_3$ из четвертого уравнения (1.9), получаем

$$\left.\begin{aligned} &a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + a_{14}x_4 = b_1;\\ &0 + a_{22}^{(1)}x_2 + a_{23}^{(1)}x_3 + a_{24}^{(1)}x_4 = b_2^{(1)};\\ &0 + 0 + a_{33}^{(2)}x_3 + a_{34}^{(2)}x_4 = b_3^{(2)};\\ &0 + 0 + 0 + a_{44}^{(3)}x_4 = b_4^{(3)}, \end{aligned}\right\} \quad (1.10)$$

где $a_{44}^{(3)} = a_{44}^{(2)} - \dfrac{a_{43}^{(2)}a_{34}^{(2)}}{a_{33}^{(2)}}$; $b_4^{(3)} = b_4^{(2)} - \dfrac{a_{43}^{(2)}b_3^{(2)}}{a_{33}^{(2)}}$.

Результатом вычислений является преобразование исходной системы уравнений (1.7) в систему с верхней треугольной матрицей коэффициентов, все элементы которой, расположенные под главной диагональю, равны нулю.

Переменные $x_4$, $x_3$, $x_2$ и $x_1$ определяют из системы уравнений (1.10) путем обратной подстановки

$$x_4 = \frac{b_4^{(3)}}{a_{44}^{(3)}};\ x_3 = \frac{b_3^{(2)}}{a_{33}^{(2)}} - \frac{a_{34}^{(2)}x_4}{a_{33}^{(2)}};$$

$$x_2 = \frac{b_2^{(1)}}{a_{22}^{(1)}} - \frac{a_{24}^{(1)}x_4}{a_{22}^{(1)}} - \frac{a_{23}^{(1)}x_3}{a_{22}^{(1)}};$$

$$x_1 = \frac{b_1}{a_{11}} - \frac{a_{14}x_4}{a_{11}} - \frac{a_{13}x_3}{a_{11}} - \frac{a_{12}x_2}{a_{11}}.$$

**Пример 1.4.** Экономическое распределение активных мощностей определяется системой линейных уравнений, представленной в матричном виде:

$$\begin{vmatrix} 5{,}78 & -1{,}69 & -1{,}78\\ -1{,}69 & 6{,}76 & -1{,}27\\ -1{,}78 & -1{,}27 & 5{,}15 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} P_1\\ P_2\\ P_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} -3{,}102\\ -2{,}028\\ 0{,}96 \end{vmatrix}.$$

Исключая коэффициенты при $P_1$, получаем

$$\begin{vmatrix} 5{,}78 & -1{,}69 & -1{,}78\\ 0 & 6{,}267 & -1{,}79\\ 0 & -1{,}791 & 4{,}602 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} P_1\\ P_2\\ P_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 3{,}102\\ -2{,}933\\ 0{,}005 \end{vmatrix}.$$

Исключая коэффициенты при $P_2$, получаем

$$\begin{vmatrix} 5{,}78 & -1{,}69 & -1{,}78\\ 0 & 6{,}267 & -1{,}79\\ 0 & 0 & 4{,}09 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} P_1\\ P_2\\ P_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 3{,}102\\ -2{,}933\\ -0{,}834 \end{vmatrix}.$$

Решая последнюю систему методом обратной подстановки, находим

$$P_3 = -\frac{0{,}834}{4{,}09} = -0{,}204 \text{ МВт};$$

$$P_2 = -\frac{2{,}933}{6{,}267} - \frac{(-1{,}79)(-0{,}204)}{6{,}267} =$$

$$= -0{,}526 \text{ МВт};$$

$$P_1 = -\frac{(-1{,}69)(-0{,}526)}{5{,}78} + \frac{1{,}78(-0{,}204)}{5{,}78} -$$

$$-\frac{3{,}102}{5{,}78} = -0{,}753 \text{ МВт}.$$

**Итеративные методы.** Простым и наиболее эффективным методом решения систем линейных уравнений является метод Гаусса – Зейделя. Согласно этому методу при вычислении $(k+1)$-го приближения неизвестного $x_i$ учитывают уже найденные ранее $k$-е приближения неизвестных $x_1$, $x_2$, ..., $x_i$. Эффективность применения итеративных методов, в том числе и метода Гаусса – Зейделя, зависит от выбора начального приближения.

Пусть дана линейная система

$$\left.\begin{aligned} &a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \ldots + a_{1n}x_n = b_1;\\ &a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \ldots + a_{2n}x_n = b_2;\\ &\ldots\ldots\ldots\ldots\\ &a_{n1}x_1 + a_{n2}x_2 + \ldots + a_{nn}x_n = b_n. \end{aligned}\right\} \quad (1.11)$$

Предполагая, что диагональные элементы $a_{ii} \neq 0$ $(i = 1, 2, \ldots, n)$, выразим $x_1$ через первое уравнение системы, $x_2$ – через второе и т. д. В результате получим систему, эквивалентную системе (1 11):

$$\left.\begin{aligned} x_1 &= \frac{1}{a_{11}}\left(b_1 - a_{12}x_2 - \ldots - a_{1n}x_n\right);\\ x_2 &= \frac{1}{a_{22}}\left(b_2 - a_{21}x_1 - \ldots - a_{2n}x_n\right);\\ &\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\\ x_n &= \frac{1}{a_{nn}}\left(b_n - a_{n1}x_1 - \ldots - a_{n,n-1}x_{n-1}\right). \end{aligned}\right\} \quad (1.12)$$

Если $k$-е приближение обозначить как $x_n^{(k)}$, то систему уравнений (1.12) можно пред-

ставить в виде

$$\left.\begin{aligned} x_1^{(k+1)} &= \frac{1}{a_{11}}\left(b_1 - a_{12}x_2^{(k)} - \ldots - a_{1n}x_n^{(k)}\right);\\ x_2^{(k+1)} &= \frac{1}{a_{22}}\left(b_2 - a_{21}x_1^{(k+1)} - \ldots - a_{2n}x_n^{(k)}\right);\\ &\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\\ x_n^{(k+1)} &= \frac{1}{a_{nn}}\left(b_n - a_{n1}x_1^{(k+1)} - \ldots\right.\\ &\qquad \left.\ldots - a_{n,n-1}x_{n-1}^{(k+1)}\right). \end{aligned}\right\} \quad (1.13)$$

В этом случае каждое новое значение $x_i$ определяют на основе предыдущих значений остальных неизвестных $x_n$. Исходная система уравнений (1.11) в матричном виде может быть записана в виде

$$AX = B. \quad (1.14)$$

Матрицу $A$ можно разделить на три

$$A = L + D + H, \quad (1.15)$$

где $L$ – нижняя треугольная матрица; $D$ – диагональная матрица; $H$ – верхняя треугольная матрица.

Подставляя (1.15) в (1.14) и преобразуя, получаем

$$x^{(k+1)} = D^{-1}\left[B - (L + H)x^{(k)}\right]. \quad (1.16)$$

**Пример 1.5.** Методом Гаусса – Зейделя решить систему уравнений, заданную в примере 1.4:

$$\begin{cases} 5{,}78P_1 - 1{,}69P_2 - 1{,}78P_3 = 3{,}102;\\ -1{,}69P_1 + 6{,}76P_2 - 1{,}27P_3 = -2{,}028;\\ -1{,}78P_1 - 1{,}27P_2 + 5{,}15P_3 = 0{,}96. \end{cases}$$

Выбираем произвольно начальные приближения корней $P_1^{(0)} = -1$; $P_2^{(0)} = -0{,}2$; $P_3^{(0)} = -0{,}5$. Подставляем в первое уравнение системы (1.13)

$$P_1^{(1)} = \frac{1}{a_{11}}\left(b_1 - a_{12}P_2^{(0)} - a_{13}P_3^{(0)}\right) =$$

$$= \frac{1}{5{,}78}\left[-3{,}102 - (-1{,}69)(-0{,}2) - \right.$$

$$\left. - (-1{,}78)(-0{,}5)\right] \approx -0{,}749 \text{ МВт}.$$

Полученное первое приближение $P_1^{(1)}$ подставляем во второе уравнение (1.13)

$$P_2^{(1)} = \frac{1}{a_{22}}\left(b_2 - a_{21}P_1^{(1)} - a_{23}P_3^{(0)}\right) =$$

$$= \frac{1}{6{,}76}\left[-2{,}028 - (-1{,}69)(-0{,}749) - \right.$$

$$\left. - (-1{,}27)(-0{,}5)\right] \approx -0{,}581 \text{ МВт}.$$

Полученное первое приближение $P_1^{(1)}$ и $P_2^{(1)}$ подставляем в третье уравнение системы (1.13)

$$P_3^{(1)} = \frac{1}{a_{33}}\left(b_3 - a_{31}P_1^{(1)} - a_{32}P_2^{(1)}\right) =$$

$$= \frac{1}{5{,}15}\left[0{,}96 - (-1{,}78)(-0{,}749) - \right.$$

$$\left. - (-1{,}27)(-0{,}581)\right] \approx -0{,}216 \text{ МВт}.$$

Аналогично строим вторую, третью и последующие итерации. Процесс прекращается при достижении заданной точности.

## 1.3. ЭЛЕМЕНТЫ ТЕОРИИ ГРАФОВ

**Матрица соединений.** Геометрическое изображение сети, так называемая топология, может быть представлено множеством вершин, связи между которыми определены множеством ребер. Соединение ребер и вершин между собой образует соответствующий граф.

Граф, в котором существует связь между любыми двумя вершинами, называют *связным*. Для указания направления связи между вершинами графа каждому ребру необходимо задать направление. Граф, в котором заданы направления всех ребер, называется *направленным*. Граф, отображающий структуру электрической сети, обычно является связным направленным графом, ребра которого – ветви, а вершины – узлы сети.

Исходное описание графа дает его матрица *инцидентности* (матрица соединений узлов и ветвей). Такую матрицу составляют на основе перечня инцидентных узлов и ветвей. Инцидентность возникает, когда $i$-й узел совпадает с одной конечной точкой $j$-й ветви. Матрица инцидентности прямоугольная, элементы ее определяют по следующему правилу: $ij$ – элемент равен $+1$, если ветвь $j$ направлена от узла $i$; равен $-1$, если ветвь $j$ направлена к узлу $i$, и равен нулю, если ветвь $j$ не соединена с узлом $i$.

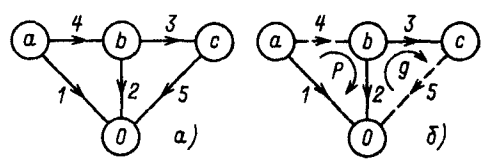



Рис. 1.1. Граф, отображающий сеть:
——— – ветви дерева; - - - - – хорды

Например, рассматривая инцидентность узлов и ветвей графа, приведенного на рис. 1.1, *а*, можно представить его матрицей следующего вида:

$$A = \begin{array}{c|ccccc|c} & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & \\ & -1 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & a \\ & 0 & 1 & 1 & -1 & 0 & b \\ & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & c \end{array}, \quad (1.17)$$

(номер ветви — узел)

строки которой соответствуют узлам, а столбцы – ветвям.

Каждый столбец матрицы $A$ (1.17) имеет одну положительную и одну отрицательную единицу. Остальные элементы столбца равны нулю. Поэтому если умножить все строки по столбцам, то получим нулевую матрицу-строку. Это значит, что без потери информации вместо матрицы $A$ (1.17) можно рассматривать сокращенную матрицу $A_0$, которая получается из $A$ вычеркиванием любой строки. Для сетевых задач, как правило, выделяют строку, соответствующую базисному узлу.

Если для сети, приведенной на рис. 1.1, *а*, в качестве базисного узла выбрать узел 0, то матрица $A_0$ примет вид

$$A_0 = \begin{array}{c|ccccc|c} & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & \\ & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & a \\ & 0 & 1 & 1 & -1 & 0 & b \\ & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & c \end{array}. \quad (1.18)$$

(номер ветви — узел)

Матрица $A_0$ (1.18) полностью замещает схему соединений и позволяет получить решение задачи в общем виде.

**Матрица соединений для дерева и хорд.** Нередко задачи на графах требуют выделения различных *маршрутов*, обладающих определенными свойствами. Маршрут длины $m$ определяют как последовательность $m$ ветвей графа, таких, что начальный узел каждой последующей ветви должен совпадать с конечным узлом предыдущей ветви. Маршрут, не содержащий повторяющихся ветвей, называют *путем*. Замкнутый путь называют *контуром*. Любая связная совокупность ветвей, не содержащая контуров, вместе с инцидентными им узлами образует *дерево* графа. Каждому заданному графу соответствует конечное число возможных деревьев. Если дерево содержит все узлы графа, то его называют *покрывающим деревом*. Остальные ветви графа, не вошедшие в дерево, называют *хордами*. Число хорд равно числу независимых контуров схемы. На рис. 1.1, *б* показан возможный вариант разделения графа на покрывающее дерево и хорды. Такое разделение схемы на дерево и хорды позволяет в ряде случаев упростить решение сетевых задач.

Матрица соединения узлов и ветвей $A_0$ (1.18) может быть разделена на два блока, соответствующих дереву и хордам. Для графа, приведенного на рис. 1.1, *б*, такое деление будет следующим:

$$A_0 = \left|\begin{array}{ccc|cc} 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \end{array}\right| = |A_t|A_c|, \quad (1.19)$$

где $A_t$, $A_c$ – блоки, соответствующие дереву и хордам.

Блок $A_t$ (1.19) представляет собой квадратную неособенную матрицу, так как ее определитель равен $+1$ или $-1$ и она имеет обратную матрицу $A_t^{-1}$.

**Матрица коэффициентов распределения** аналитически описывает путь от любого узла до базисного. Элемент $ij$ матрицы определяют как $+1$, если направление ветви $j$ совпадает с направлением пути от узла $i$ к базисному; $-1$, если направление ветви $j$ противоположно направлению пути от узла $i$ к базисному; 0, если ветвь $j$ не входит в путь от узла $i$ к базисному. Например, матрица коэффициентов распределения для дерева, приведенного на рис. 1.2, имеет вид

$$C = \begin{array}{c|cccc|c} & 1 & 2 & 3 & 4 & \\ & 1 & 0 & 0 & 0 & a \\ & 0 & 1 & 0 & 0 & b \\ & 0 & 0 & 1 & 0 & c \\ & 0 & 1 & 0 & -1 & d \end{array} \quad (1.20)$$

(номер ветви — узел)

Для любой сети матрицы $A_t$ (1.19) и $C$ (1.20) связаны соотношением

$$C' = A_t^{-1}, \quad (1.21)$$

где $C'$ – матрица, транспонированная к матрице $C$.

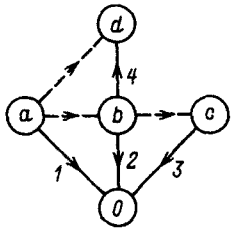



Рис. 1.2. Пример дерева

**Матрица контуров** служит для аналитического представления соединения ветвей схемы в независимые замкнутые контуры. Ветви и контуры графа связаны отношением инцидентности, хорда инцидентна только своему контуру и называется определяющей хордой. Инцидентность $i$-го контура и $j$-й ветви отмечается в матрице контуров как: $+1$, если направление обхода контура $i$ совпадает с направлением ветви $j$; $-1$, если направление обхода контура $i$ противоположно направлению ветви $j$; 0, если контур $i$ не содержит ветвь $j$. Вид матрицы зависит от выбора независимых контуров и их направления. Например, для графа, приведенного на рис. 1.1, *б* и имеющего два независимых контура, матрица контуров имеет вид

$$B = \begin{array}{c} \text{номер ветви} \\ \text{контур} \quad 1 \quad 2 \quad 3 \quad 4 \quad 5 \\ p \quad \left[\begin{array}{ccc|cc} -1 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 1 \end{array}\right] = \left[B_t \middle| B_c\right], \\ g \\ \text{дерево} \quad \text{хорды} \end{array} \tag{1.22}$$

где $B_t$ – блок, соответствующий ветвям; $B_c$ – квадратная и единичная матрица, соответствующая хордам.

Матрица $B_t$ (1.22) может быть выражена через блоки $A_t$ и $A_c$ матрицы $A_0$ (1.19) и через матрицу $C$ (1.20)

$$B_t = -A_t^{-1}A_c = -C'A_c.$$

## 1.4. ПРИБЛИЖЕНИЕ ФУНКЦИЙ

Решение многих задач промышленного электроснабжения связано с необходимостью приближения функций, заданных таблицей. При проектировании – это задача определения значения параметра $x$, соответствующего минимуму годовых затрат $З(x)$. В качестве параметра $x$ могут быть напряжение, сечение проводника и т. д. При эксплуатации возникают задачи определения наилучшего уравнения заданного типа для представления экспериментальных данных, т. е. построения эмпирических зависимостей. Подобные задачи формализуются как математические задачи интерполирования. Чаще всего интерполирующую функцию $F(x)$ отыскивают в виде алгебраических многочленов следующих видов: 1) интерполяционные многочлены; 2) многочлены наилучшего среднеквадратического приближения (найденные методом наименьших квадратов).

**Интерполяцию** можно рассматривать как процесс определения значений функции $y = f(x)$ в точках $x$, отличных от значений аргумента, фиксированных в виде таблицы. Для интерполяции необходимо построить интерполяционную функцию $F(x)$, которая должна удовлетворять следующим условиям:

$$F(x_0) = y_0;\ F(x_1) = y_1;\ \ldots;\ F(x_n) = y_n, \tag{1.23}$$

т. е. интерполяционная функция должна принимать заданные значения $y_0, y_1, \ldots, y_n$ в точках $x_0, x_1, \ldots, x_n$, которые называют *узлами интерполяции*.

Если в качестве интерполирующей функции $F(x)$ для функции $y = f(x)$, заданной $(n+1)$ своими значениями, выбрать многочлен $F_n(x)$ степени не выше $n$, такой, что выполняется условие (1.23), то многочлен $F_n(x)$ называют *интерполяционным многочленом*, а интерполяция в этом случае называется *параболической*.

Представим интерполяционный многочлен $F_n(x)$ в следующем виде:

$$F_n(x) = a_0 + a_1x + a_2x^2 + \ldots + a_nx^n \tag{1.24}$$

и для отыскания коэффициентов $a_0, a_1, \ldots, a_n$ запишем систему $(n+1)$ уравнений с $(n+1)$ неизвестными

$$\left.\begin{array}{l} a_0 + a_1x_0 + a_2x_0^2 + \ldots + a_nx_0^n = y_0; \\ a_0 + a_1x_1 + a_2x_1^2 + \ldots + a_nx_1^n = y_1; \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ a_0 + a_1x_n + a_2x_n^2 + \ldots + a_nx_n^n = y_n. \end{array}\right\} \tag{1.25}$$

Неизвестные $a_0, a_1, \ldots, a_n$ найдем по формулам Крамера

$$a_0 = \frac{\Delta_0}{\Delta};\ a_1 = \frac{\Delta_1}{\Delta};\ \ldots;\ a_n = \frac{\Delta_n}{\Delta},$$

где $\Delta$ – определитель системы (1.25).

После преобразований окончательно получим выражение

$$F_n(x) = L_n(x) = \sum_{i=0}^{n} y_i \times$$

$$\times \frac{(x-x_1)\ldots(x-x_{i-1})(x-x_{i+1})\ldots(x-x_n)}{(x_0-x_1)\ldots(x_i-x_{i-1})(x_i-x_{i+1})\ldots(x_i-x_n)}.$$

Этот многочлен называют интерполяционным многочленом Лагранжа. Вычисление значений функции для значений аргумента, лежащих в начале таблицы, при равноотстоящих узлах интерполяции удобно производить, пользуясь первой интерполяционной формулой Ньютона:

$$F_n(x) = P_n(x) = y_0 + g\,\Delta y_0 + \frac{g(g-1)}{2!}\Delta^2 y_0 + \ldots$$

$$\ldots + \frac{g(g-1)\ldots(g-n+1)}{n!}\Delta^n y_0,$$

где $g = (x - x_0)/h$; $\Delta y_0 = y_1 - y_0$; $\Delta^2 y_0 = \Delta y_1 - \Delta y_0 = (y_2 - y_1) - (y_1 - y_0)$; $\Delta^3 y_0 = \Delta^2 y_1 - \Delta^2 y_0 = (\Delta y_2 - \Delta y_1) - (\Delta y_1 - \Delta y_0)$; ...; $\Delta^n y_0 = y_1^{n-1} - \Delta_0^{n-1}$ – конечные разности $n$-го порядка; $h$ – шаг интерполирования.

Для интерполирования в конце таблицы применяют вторую интерполяционную формулу Ньютона

$$P_n(x) = y_n + g\,\Delta y_{n-1} + \frac{g(g-1)}{2!}\Delta^2 y_{n-2} + \frac{g(g+1)(g+2)}{3!}\Delta^3 y_{n-3} + \ldots + \frac{g(g+1)\ldots(g+n-1)}{n!}\Delta^n y_0,$$

где $g = (x - x_0)/h$.

Для неравноотстоящих узлов интерполяции формула Ньютона имеет следующий вид:

$$P_x = y_0 + [x_0;\ x_1](x - x_0) + [x_0;\ x_1;\ x_2] \times (x - x_0)(x - x_1) + \ldots + [x_0;\ x_1;\ \ldots;\ x_n] \times (x - x_0)(x - x_1)\ldots(x - x_{n-1}),$$

где $\left[x_0;\ x_1\right] = \frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0}$; $\left[x_1;\ x_2\right] = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$; ...; $\left[x_i;\ x_{i+1}\right] = \frac{y_{i+1} - y_i}{x_{i+1} - x_i}$ – разделенные разности первого порядка;

$$[x_0; x_1; x_2] = \frac{[x_1; x_2] - [x_0; x_1]}{x_2 - x_0};\quad [x_1; x_2; x_3] = \frac{[x_2; x_3] - [x_1; x_2]}{x_3 - x_1};\quad \ldots;\quad [x_i; x_{i+1}; x_{i+2}] = \frac{[x_{i+1}; x_{i+2}] - [x_i;\ x_{i+1}]}{[x_{i+2} - x_i]}$$

– разделенные разности второго порядка; $[x_0;\ x_1;\ \ldots;\ x_n]$ – разделенная разность $n$-го порядка.

Преимущество этой формулы по сравнению с формулой Лагранжа состоит в том, что добавление новых узлов интерполяции не приводит к проведению расчетов заново.

**Метод наименьших квадратов.** Методы интерполяции в ряде случаев нельзя считать наиболее удобными для приближения функций, заданных в виде таблицы, по двум причинам. Во-первых, если число узлов велико, то интерполяционные многочлены получаются громоздкими. Во-вторых, если табличные значения функции подвержены случайным ошибкам, например ошибкам эксперимента или расчета, то эти ошибки будут внесены в интерполяционный многочлен.

Из многочисленных применений метода наименьших квадратов рассмотрим только наиболее важное, которое относится к определению наилучшего уравнения заданного типа для представления экспериментальных или расчетных данных. Ограничимся случаем, когда искомая функция есть многочлен:

$$F(x) = A_0 + A_1 x + A_2 x^2 + \ldots + A_m x^m. \quad (1.26)$$

Задача заключается в том, чтобы определить такие значения коэффициентов $A_0$, $A_1$, $A_2$, ..., $A_m$, при которых кривая (1.26) как можно ближе проходила бы от всех $n$ заданных точек $(x_1, y_1)$; $(x_2, y_2)$; ...; $(x_n, y_n)$.

Число точек $n$ значительно больше, чем $m + 1$, поэтому нельзя найти такую кривую (1.26), которая проходила бы через все заданные точки. Если подставить в уравнение (1.26) координаты заданных точек, то получим систему

$$\left.\begin{aligned} A_0 + A_1 x_1 + A_2 x_1^2 + \ldots + A_m x_1^m - y_1 &= \delta_1;\\ A_0 + A_1 x_2 + A_2 x_2^2 + \ldots + A_m x_2^m - y_2 &= \delta_2;\\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\\ A_0 + A_1 x_n + A_2 x_n^2 + \ldots + A_m x_n^m - y_n &= \delta_n, \end{aligned}\right\} \quad (1.27)$$

где $\delta_1$, $\delta_2$, ..., $\delta_n$ – невязки.

Согласно принципу наименьших квадратов наилучшие значения коэффициентов уравнения (1.26) будут те, для которых сумма квадратов невязок наименьшая, т. е.

$$\sum_{i=1}^{n} \delta_i^2 = \sum_{i=1}^{n} (A_0 + A_1 x_i + \ldots + A_m x_i^m - y_i)^2 = \min. \quad (1.28)$$

Необходимое условие минимума функции многих переменных заключается в том, что все ее частные производные должны равняться нулю.

Дифференцируя обе части уравнения (1.28), имеем

$$\left.\begin{aligned} 2\sum_{i=1}^{n} (A_0 + A_1 x_i + A_2 x_i^2 + \ldots + A_m x_i^m - y_i) &= 0;\\ 2\sum_{i=1}^{n} (A_0 + A_1 x_i + A_2 x_i^2 + \ldots + A_m x_i^m - y_i)\, x_i &= 0;\\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\\ 2\sum_{i=1}^{n} (A_0 + A_1 x_i + A_2 x_i^2 + \ldots + A_m x_i^m - y_i)\, x_i^m &= 0. \end{aligned}\right\} \quad (1.29)$$

В результате вместо исходной системы (1.27), которая имеет $n$ уравнений с $(m + 1)$

неизвестными ($n > m + 1$), получена система линейных относительно $A_0$, $A_1$, $A_2$, ..., $A_m$ уравнений (1.29), для которой число уравнений равно числу неизвестных.

Преобразуем систему (1.29) в вид, более удобный для ее решения. Перегруппировав члены уравнений, получим

$$\left.\begin{aligned} A_0 n + A_1 \sum_{i=1}^{n} x_i + A_2 \sum_{i=1}^{n} x_i^2 + \ldots \\ \ldots + A_m \sum_{i=1}^{n} x_i^m = \sum_{i=1}^{n} y_i; \\ A_0 \sum_{i=1}^{n} x_i + A_1 \sum_{i=1}^{n} x_i^2 + A_2 \sum_{i=1}^{n} x_i^3 + \ldots \\ \ldots + A_m \sum_{i=1}^{n} x_i^{m+1} = \sum_{i=1}^{n} x_i y_i; \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ A_0 \sum_{i=1}^{n} x_i^m + A_1 \sum_{i=1}^{n} x_i^{m+1} + A_2 \sum_{i=1}^{n} x_i^{m+2} + \ldots \\ \ldots + A_m \sum_{i=1}^{n} x_i^{2m} = \sum_{i=1}^{n} x_i^m y_i. \end{aligned}\right\} \quad (1.30)$$

Решение линейной системы уравнений вида (1.30) не связано с принципиальными трудностями и рассмотрено в § 1.2.

**Линейная и квадратичная интерполяция по методу наименьших квадратов.** Зависимость вида $y = A_0 + A_1 x$, такая, которая бы меньше всего уклонялась от всех $n$ заданных точек, найденных в результате расчета или эксперимента, может быть получена путем решения системы (1.30) при $m = 1$. Система (1.30) в этом случае переходит в систему двух уравнений с двумя неизвестными $A_0$ и $A_1$

$$\left.\begin{aligned} A_0 n + A_1 \sum_{i=1}^{n} x_i = \sum_{i=1}^{n} y_i; \\ A_0 \sum_{i=1}^{n} x_i + A_1 \sum_{i=1}^{n} x_i^2 = \sum_{i=1}^{n} x_i y_i. \end{aligned}\right\} \quad (1.31)$$

Решая полученную систему, находим $A_0$ и $A_1$.

**Пример 1.6.** В результате эксперимента найдено значение семи точек некоторой функции $f(x)$: 1,532; 1,384; 1,21; 1,036; 0,862; 0,688 и 0,514 для следующих аргументов $x$: 0,5; 1; 1,5; 2; 2,5; 3 и 3,5. Необходимо найти уравнение прямой $y = A_0 + A_1 x$, которая проходила бы как можно ближе от заданных точек.

Для $n = 7$, $m = 1$ система (1.30) принимает вид

$$\begin{cases} 7A_0 + 14A_1 = 7{,}251; \\ 14A_0 + 35A_1 = 12{,}063. \end{cases}$$

В результате решения системы имеем $A_0 = 1{,}732$; $A_1 = -0{,}348$.

При квадратичной интерполяции ($m = 2$) задача заключается в построении многочлена 2-й степени

$$y = A_0 + A_1 x + A_2 x^2,$$

который бы меньше всего уклонялся от $n$ заданных точек.

Система (1.30) для $m = 2$ принимает следующий вид:

$$\left.\begin{aligned} A_0 n + A_1 \sum_{i=1}^{n} x_i + A_2 \sum_{i=1}^{n} x_i^2 = \sum_{i=1}^{n} y_i; \\ A_0 \sum_{i=1}^{n} x_i + A_1 \sum_{i=1}^{n} x_i^2 + A_2 \sum_{i=1}^{n} x_i^3 = \sum_{i=1}^{n} x_i y_i; \\ A_0 \sum_{i=1}^{n} x_i^2 + A_1 \sum_{i=1}^{n} x_i^3 + A_2 \sum_{i=1}^{n} x_i^4 = \sum_{i=1}^{n} x_i^2 y_i. \end{aligned}\right\} \quad (1.32)$$

Неизвестные $A_0$, $A_1$ и $A_2$ находят решением системы (1.32).

## 1.5. ЭЛЕМЕНТЫ ТЕОРИИ ВЕРОЯТНОСТЕЙ И ОБРАБОТКА ОПЫТНЫХ ДАННЫХ

Система электроснабжения включает в себя множество технических устройств, генерирующих, передающих и преобразующих электроэнергию. Условия работы таких устройств могут быть разнообразными. Учет совокупности существующих связей настолько сложен, что целесообразно ограничить комплекс условий наиболее существенными и поддающимися контролю. Возникающая при этом неопределенность является признаком случайных событий.

Случайным называют такое событие, которое может произойти в данных условиях, а может и не произойти. Возможность появления случайного события $A$ при реализации комплекса условий $S$ оценивают количественной мерой, которую называют вероятностью и обозначают как $P(A)$.

Вероятность случайного события выражают положительным числом, меньшим единицы,

$$0 \leqslant P(A) \leqslant 1.$$

Событие называют *достоверным*, если оно непременно должно произойти, $P(A) = 1$,

и наоборот, если оно заведомо не наступит, то такое событие называют *невозможным*, $P(A) = 0$. Вероятность $P(A)$ связана с частотой появления события $A$ при многократном повторении условий $S$. С увеличением числа таких повторений, которые называют испытаниями, частота все более точнее характеризует значение вероятности. В практических задачах обычно приходится иметь дело не с отдельными случайными событиями, а с системами случайных событий, каждое из которых может произойти или не произойти при испытании. Под полной группой событий понимают совокупность событий $A_1$, $A_2$, ..., $A_n$, если при каждом повторении испытания непременно появится хотя бы одно из них. *Совместными* называют события, которые могут происходить одновременно, если появление одного из них не исключает появление другого. Если же события не могут появиться вместе, то их называют *несовместными*. Для *зависимых* событий вероятность появления одного события зависит от того, произошло или не произошло другое событие. Если вероятность одного события не изменяется от того, произошло или нет другое событие, то такие события называют *независимыми*. Вероятность события $A$, вычисленная в предположении, что произошло событие $C$, называют условной и обозначают $P(A/C)$. Математически условие независимости события $A$ от события $C$ записывают как $P(A/C) = P(A)$, а условие зависимости этих событий — в виде $P(A) \neq P(A/C)$.

Вероятность суммы несовместных событий равна сумме вероятностей этих событий

$$P(A + C) = P(A) + P(C).$$

Для независимых событий вероятность произведения равна произведению вероятностей этих событий

$$P(A \cdot C) = P(A)P(C).$$

Вероятность произведения двух зависимых событий равна произведению вероятности одного из них на условную вероятность другого

$$P(A \cdot C) = P(A)P(C/A).$$

Под **случайной величиной** понимают величину, принимающую в результате испытания одно из возможных значений. Особенностью случайной величины в отличие от детерминированной является невозможность предсказания ее конкретного значения до испытания. Если случайная величина принимает конечное число или последовательность различных значений, то ее называют *дискретной* случайной величиной (например, число приемников электроэнергии, которые питает система электроснабжения в некоторый момент времени). Случайную величину, принимающую все значения из некоторого интервала, называют *непрерывной* случайной величиной. Примером непрерывной случайной величины является мощность, потребляемая приемниками электроэнергии. Чтобы охарактеризовать случайную величину, необходимо указать возможные ее значения и установить, насколько часто принимаются различные значения этой величины. Соотношение, устанавливающее связь между значениями случайной величины $X$ и вероятностями этих значений, называют *интегральным законом распределения* или *функцией распределения* и обозначают $F(x)$.

Если $X$ — случайная величина, а $x$ — некоторое произвольное число, то вероятность того, что $X < x$ или, в символическом виде, $P(X < x)$, равна $F(x) = P(X < x)$.

Функция распределения обладает следующими свойствами: 1) $F(-\infty) = 0$, $F(+\infty) = 1$, т. е. для любой случайной величины является монотонно неубывающей; 2) $P(x_1 < X < x_2) = F(x_2) - F(x_1)$, где $x_1$, $x_2$ — границы случайной величины.

Для дискретных случайных величин $F(x)$ есть неубывающая ступенчатая функция. При переходе аргумента $x$ через возможные значения случайной величины $x_i$ функция $F(x)$ скачком возрастает (рис. 1.3) на величину $P(X = x_i)$. Для непрерывных случайных величин функция распределения $F(x)$ непрерывна для всех значений $x$. Если функция распределения случайной величины непрерывна, то вероятность того, что случайная величина примет заранее заданное значение, равна нулю, поэтому, чтобы судить о характере распределения, в небольшой окрестности отдельной точки определяют *плотность распределения* случайной величины (дифференциальный закон распределения)

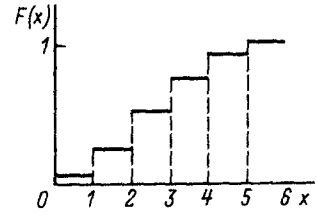



Рис. 1.3. Интегральная функция распределения вероятностей

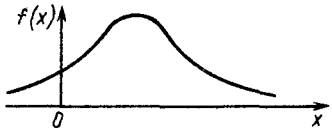



Рис. 1.4. Кривая распределения

$$f(x) = F'(x).$$

Основными свойствами $f(x)$ являются: 1) $f(x) \geqslant 0$ при любых $x$; 2) $\int_{-\infty}^{\infty} f(x)dx = 1$; 3) $\lim_{|x|\to\infty} f(x) = 0$; 4) $P(x_1 < X < x_2) = \int_{x_1}^{x_2} f(x)dx$; 5) $F(x) = \int_{-\infty}^{\infty} f(x)dx$.

Кривую, изображающую дифференциальный закон распределения случайной величины, называют кривой распределения (рис. 1.4). Закон распределения полностью характеризует случайную величину с вероятностной точки зрения. Но при решении практических задач достаточно указать некоторые количественные показатели, которые давали бы в сжатой форме необходимую информацию о случайной величине. Такие показатели называют числовыми характеристиками случайной величины. Основными числовыми характеристиками являются математическое ожидание, дисперсия и моменты различных порядков. Математическое ожидание характеризует положение случайной величины на числовой оси и определяет некоторое среднее значение. Для дискретных случайных величин

$$M[X] = \sum_{i=1}^{k} x_i p_i. \qquad (1.33)$$

Для непрерывных случайных величин

$$M[X] = \int_{-\infty}^{\infty} x f(x)dx. \qquad (1.34)$$

Приведем наиболее важные свойства математического ожидания:

$$1)\ M[A] = A;\ 2)\ M[AX] = AM[X];\ 3)\ M[XY] = M[X]M[Y];\ 4)\ M[X+Y] = M[X] + M[Y];$$

здесь $A$ – постоянная.

Отклонение (рассеяние) единичных значений случайной величины относительно центра группирования характеризуют дисперсией $D[X]$ или среднеквадратическим отклонением $\sigma[X]$.

Для дискретных случайных величин

$$D[X] = \sum_{i=1}^{k} (x_i - M[X])^2 p_i = \sigma^2[X], \qquad (1.35)$$

а для непрерывных

$$D[X] = \int_{-\infty}^{\infty} (x - M[X])^2 f(x)dx = \sigma^2[X]. \qquad (1.36)$$

Основные свойства дисперсии:

$$1)\ D[A] = 0;\ 2)\ D[AX] = A^2 D[X];\ 3)\ D[X+Y] = D[X] + D[Y].$$

Числовыми характеристиками, которые детально характеризуют случайную величину, являются моменты различных порядков. Рассмотрим начальные и центральные моменты, частными случаями которых являются математическое ожидание и дисперсия случайной величины.

Начальный момент $k$-го порядка дискретной случайной величины $X$ равен

$$\nu_k = \sum_{i=1}^{n} x_i^k p_i = M[X^k].$$

Центральным моментом $k$-го порядка случайной величины $X$ называют математическое ожидание $k$-й степени отклонения $X$ от ее математического ожидания, т. е.

$$\mu_k = M\{X - M[X]\}^k.$$

Начальный момент первого порядка представляет собой математическое ожидание, а центральный момент второго порядка – дисперсию случайной величины. Третий центральный момент $\mu_3$ служит характеристикой асимметрии (скошенности) распределения. Четвертый центральный момент характеризует островершинность распределения. За оценку коэффициента крутости принимают некоторую величину

$$E_x = \frac{\mu_4}{\sigma_x^4} - 3,$$

которую называют эксцессом.

**Законы распределения случайных величин.** В теории известно много различных законов распределения. Каждый из них отражает определенные особенности в распределении случайной величины. Среди законов распределений особое положение занимает нормальный закон. В теории вероятностей доказывается (теорема Ляпунова), что сумма достаточно большого числа независимых

Таблица 1.1. **Значения функции** $\Phi(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^t e^{-\frac{t^2}{2}} dt$

| $t$ | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0,0 | 0,0000 | 0040 | 0080 | 0120 | 0160 | 0199 | 0239 | 0279 | 0319 | 0359 |
| 0,1 | 0398 | 0438 | 0478 | 0517 | 0557 | 0596 | 0636 | 0675 | 0714 | 0753 |
| 0,2 | 0793 | 0832 | 0871 | 0910 | 0948 | 0987 | 1026 | 1064 | 1103 | 1141 |
| 0,3 | 1179 | 1217 | 1255 | 1293 | 1331 | 1368 | 1406 | 1443 | 1480 | 1517 |
| 0,4 | 1554 | 1591 | 1628 | 1664 | 1700 | 1736 | 1772 | 1808 | 1844 | 1879 |
| 0,5 | 1915 | 1950 | 1985 | 2019 | 2054 | 2088 | 2123 | 2157 | 2190 | 2224 |
| 0,6 | 2257 | 2291 | 2324 | 2357 | 2389 | 2422 | 2454 | 2486 | 2517 | 2549 |
| 0,7 | 2580 | 2611 | 2642 | 2673 | 2703 | 2734 | 2764 | 2794 | 2923 | 2852 |
| 0,8 | 2881 | 2910 | 2939 | 2967 | 2995 | 3023 | 3051 | 3078 | 3106 | 3133 |
| 0,9 | 3159 | 3186 | 3212 | 3238 | 3264 | 3289 | 3315 | 3340 | 3365 | 3389 |
| 1,0 | 3413 | 3438 | 3461 | 3485 | 3508 | 3531 | 3554 | 3577 | 3599 | 3621 |
| 1,1 | 3643 | 3665 | 3686 | 3708 | 3729 | 3749 | 3770 | 3790 | 3810 | 3830 |
| 1,2 | 3849 | 3869 | 3888 | 3907 | 3925 | 3944 | 3962 | 3980 | 3997 | 4015 |
| 1,3 | 4032 | 4049 | 4066 | 4082 | 4099 | 4115 | 4131 | 4147 | 4162 | 4177 |
| 1,4 | 4192 | 4207 | 4222 | 4236 | 4251 | 4265 | 4279 | 4292 | 4306 | 4319 |
| 1,5 | 4332 | 4345 | 4357 | 4370 | 4382 | 4394 | 4406 | 4418 | 4429 | 4441 |
| 1,6 | 4452 | 4463 | 4474 | 4484 | 4495 | 4505 | 4515 | 4525 | 4535 | 4545 |
| 1,7 | 4554 | 4564 | 4573 | 4582 | 4591 | 4599 | 4608 | 4616 | 4625 | 4633 |
| 1,8 | 4641 | 4649 | 4656 | 4664 | 4671 | 4678 | 4686 | 4693 | 4699 | 4706 |
| 1,9 | 4713 | 4719 | 4726 | 4732 | 4738 | 4744 | 4750 | 4756 | 4761 | 4767 |
| 2,0 | 4772 | 4778 | 4783 | 4788 | 4793 | 4798 | 4803 | 4808 | 4812 | 4817 |
| 2,1 | 4821 | 4826 | 4830 | 4834 | 4838 | 4842 | 4846 | 4850 | 4854 | 4857 |
| 2,2 | 4861 | 4864 | 4868 | 4871 | 4875 | 4878 | 4881 | 4884 | 4887 | 4890 |
| 2,3 | 4893 | 4896 | 4898 | 4901 | 4904 | 4906 | 4909 | 4911 | 4913 | 4916 |
| 2,4 | 4918 | 4920 | 4922 | 4925 | 4927 | 4929 | 4931 | 4932 | 4934 | 4936 |

или слабо зависимых случайных величин, описанных какими угодно законами распределения, приближенно подчиняется нормальному распределению как предельному закону.

Плотность нормального распределения случайной величины имеет вид

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-(x-a)^2/(2\sigma^2)},$$

где $a = M[X]$; $\sigma = \sqrt{D[X]}$.

Интегральный закон нормального распределения $F(x)$ с произвольными параметрами определяют по выражению

$$F(x) = \int_{-\infty}^{x} f(x)\,dx = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{x} e^{-(x-a)^2/(2\sigma^2)} dx.$$

Нормированное распределение $F_0(x)$ с параметрами $a = 0$ и $\sigma = 1$ получают при условии нормирования случайной величины $x$, т. е. перехода к новой величине $z = (x - a)/\sigma$. В соответствии со свойствами математического ожидания и дисперсии имеем

$$F_0(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{x} e^{-z^2/2} dz.$$

В таблицах часто обозначают $F_0(x) = \Phi^*(x)$. Используют также функцию Лапласа $\Phi(x)$, иногда более удобную в расчетах, чем $\Phi^*(x)$:

$$\Phi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^x e^{-z^2/2} dz = \Phi^*(x) - 0{,}5.$$

Если случайная величина $x$ задана нормальным законом распределения, то вероятность попадания случайной величины на участок $\alpha$, $\beta$ определяют по выражению

$$P(\alpha < X \leqslant \beta) = \int_{\alpha}^{\beta} f(x)\,dx = \Phi\left(\frac{\beta - m}{\sigma}\right) - \Phi\left(\frac{\alpha - m}{\sigma}\right),$$

где $m = M[x]$.

При $\alpha = m - \mu$ и $\beta = m + \mu$ с учетом сим-

метрии нормальной кривой относительно $x = m$ получаем

$$P(m-\mu < X \leqslant m+\mu) = \Phi\left(\frac{\mu}{\sigma}\right) - \Phi\left(-\frac{\mu}{\sigma}\right) =$$

$$= 2\Phi\left(\frac{\mu}{\sigma}\right) = \Phi_1\left(\frac{\mu}{\sigma}\right).$$

Для интервала отклонений $\mu = \pm k\sigma$, где $k = 1, 2, 3$ и т. д., имеем (табл. 1.1)

$$k = 1 \quad P(|x-m| < \sigma) = 2\Phi(1) = 0{,}6826;$$

$$k = 2 \quad P(|x-m| < 2\sigma) = 2\Phi(2) = 0{,}9545;$$

$$k = 3 \quad P(|x-m| < 3\sigma) = 2\Phi(3) = 0{,}9973;$$

$$k = 4 \quad P(|x-m| < 4\sigma) = 2\Phi(4) = 0{,}9999.$$

Как видно, уже при $\mu = 3\sigma$ лишь в 0,27% случаев отклонение случайной величины от $m$ может превысить $3\sigma$, что практически считают невозможным событием (правило трех сигм).

**Статистическая обработка опытных данных.** Всю подлежащую исследованию совокупность значений случайной величины в математической статистике называют *генеральной совокупностью.* Множество значений случайной величины, полученное в результате наблюдений, – это *выборочная совокупность.* Число элементов выборочной совокупности, или просто выборки, есть ее объем.

Статистическая обработка опытных данных в зависимости от цели исследования может распадаться на ряд частных задач:

1) систематизация опытных данных;

2) оценивание параметров распределения по опытным данным;

3) проверка статистических гипотез.

Предположим, что изучается некоторая случайная величина $X$, закон распределения которой неизвестен. С этой целью над случайной величиной производят наблюдения. Наблюдаемое значение, характеризующее признак объекта выборки, называют *вариантой*, а последовательность вариант в возрастающем порядке – *вариационным рядом.* Статистическое распределение выборки объемом $n$ можно представить в виде последовательности интервалов и соответствующих им частот. Для этого интервал, в котором заключены все варианты, разбивают на несколько частичных интервалов, число которых $k$ вычисляют с помощью полуэмпирической формулы

$$k \approx 1 + 3{,}2 \lg n.$$

Ширину интервала выбирают равной

$$\Delta x = \frac{x_{max} - x_{min}}{k}.$$

Для каждого интервала находят сумму частот $n_i$ вариант, попавших в $i$-й интервал. В результате группировки опытных данных образуется статистический ряд, по данным которого можно построить аналог плотности распределения – *гистограмму* (рис. 1.5) и эмпирическую функцию распределения. Первая качественная оценка статистического материала заключается в определении числовых характеристик статистического ряда.

По данным наблюдений можно вычислить начальные и центральные эмпирические моменты, которые определяют соответственно формулами

$$\tilde{\nu}_k = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} n_i x_i^k;$$

$$\tilde{\mu}_k = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} n_i (x_i - \tilde{\nu}_1)^k.$$

Выборочную среднюю определяют как

$$\tilde{M}_x = \tilde{\nu}_1 = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} n_i x_i.$$

Выборочная дисперсия равна

$$\tilde{D}_x = \tilde{\mu}_2 = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} n_i (x_i - \tilde{M}_x)^2.$$

При увеличении объема выборки $n$ все выборочные моменты будут сходиться по вероятности к соответствующим математическим моментам. Однако исследовать все элементы генеральной совокупности для вычисления параметров распределения невозможно. Поэтому всякому решению, принимаемому при статистической оценке параметров, соответствует вероятность, характеризующая

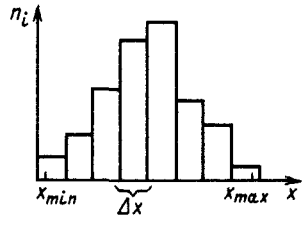



Рис. 1.5. Гистограмма частот

степень достоверности принимаемого решения. Выборочная оценка параметра $\theta$, вычисленная по $i$-й выборке ($\tilde{\theta}_i$), является случайной величиной, так как состав выборки случаен. Для того чтобы оценка $\tilde{\theta}$ имела практическую ценность, она должна обладать следующими свойствами:

1. *Несмещенность оценки*, т. е. математическое ожидание $\tilde{\theta}$ равно оцениваемому параметру при любом объеме выборки,

$$M[\tilde{\theta}] = \theta.$$

Требование несмещенности гарантирует отсутствие систематических ошибок при оценке параметров.

2. *Эффективность оценки.* Эффективной называют статистическую оценку, которая имеет наименьшую дисперсию среди всех возможных несмещенных оценок параметра $\theta$, вычисленных по выборкам одного и того же объема.

3. *Состоятельность оценки*, т. е. при увеличении числа испытаний $n$ оценка $\tilde{\theta}$ стремится по вероятности к параметру $\theta$

$$\lim_{n\to\infty} P[|\tilde{\theta} - \theta| < \varepsilon] = 1,$$

где $\varepsilon$ – положительное число, близкое к нулю.

В теории математической статистики доказывают, что среднеарифметическая $\bar{X}$, вычисленная по $n$ независимым наблюдениям над случайной величиной $X$, которая имеет математическое ожидание $m_x$ и дисперсию $\sigma_x^2$, т. е.

$$\bar{X} = \tilde{m}_x = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} x_i,$$

является несмещенной и состоятельной оценкой $m_x$, если имеющиеся данные не противоречат гипотезе о нормальном распределении, а выборочная дисперсия

$$S^2 = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{X})^2$$

не является несмещенной оценкой генеральной дисперсии. Чтобы исправить смещение, достаточно ввести поправку (поправку Бесселя) на величину $n/(n-1)$, тогда

$$\tilde{S}^2 = \frac{1}{n-1}\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{X})^2.$$

При малых значениях $n$ поправка Бесселя довольно значительно отличается от единицы, с увеличением же $n$ она стремится к единице. При $n > 50$ разницы между $S^2$ и $\tilde{S}^2$ практически нет.

В практике обработки опытных данных приходится в большинстве случаев иметь дело с небольшим числом $n$. Поэтому большой интерес представляют доверительные оценки, т. е. указание интервала, относительно которого можно с заранее выбранной вероятностью $p = 1 - \alpha$, близкой к единице, утверждать, что он содержит неизвестное значение исследуемого параметра. Вероятность $p = 1 - \alpha$ принято называть *доверительной вероятностью*, а число $\alpha$ – *уровнем значимости.*

Построение доверительного интервала для математического ожидания случайной величины $X$, подчиняющейся нормальному закону при заданной дисперсии $\sigma_x^2$. Наилучшей оценкой математического ожидания $m_x$ в отношении несмещенности, состоятельности и эффективности является выборочное среднее $\bar{x}$. Из условия, что $X$ распределено нормально, следует, что и $\bar{x}$ распределено нормально с дисперсией $D(\bar{x}) = \sigma_x^2/n$. Поэтому вероятность любого отклонения $|\bar{x} - m_x|$ может быть вычислена по формуле

$$P\left(|\bar{x} - m_x| < \frac{t\sigma_x}{\sqrt{n}}\right) = 2\Phi(t),$$

или

$$P\left(\bar{x} - \frac{t\sigma_x}{\sqrt{n}} < m_x < \bar{x} + \frac{t\sigma_x}{\sqrt{n}}\right) = 2\Phi(t), \quad (1.37)$$

где $t$ определяют по табл. 1.1 функции Лапласа [задаваясь определенной доверительной вероятностью $p = 2\Phi(t)$].

Таким образом, с вероятностью (надежностью) $p = 1 - \alpha$ можно утверждать, что интервал

$$\left(\bar{x} - \frac{t\sigma_x}{\sqrt{n}};\ \bar{x} + \frac{t\sigma_x}{\sqrt{n}}\right)$$

является доверительным для оценки $m_x$.

Построение доверительного интервала для $m_x$ при неизвестной генеральной дисперсии $\sigma_x^2$. Для случайной величины $X$, подчиняющейся нормальному закону, построение доверительного интервала при неизвестном $\sigma_x^2$ основано на том, что случайная величина

$$t = \left(\frac{x - m_x}{S_x}\right)\sqrt{n}$$

распределена по закону Стьюдента с $k = n - 1$ степенями свободы.

Таблица 1.2. **Распределение Стьюдента. Значения $t=t(p;\ k)$**

| $k$ | $p$ | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 0,9 | 0,95 | 0,98 | 0,99 | 0,999 |
| 4 | 2,132 | 2,776 | 3,747 | 4,604 | 8,61 |
| 5 | 2,016 | 2,571 | 3,365 | 4,032 | 6,859 |
| 6 | 1,943 | 2,447 | 3,143 | 3,707 | 5,959 |
| 7 | 1,895 | 2,365 | 2,998 | 3,499 | 5,405 |
| 8 | 1,86 | 2,306 | 2,896 | 3,355 | 5,041 |
| 9 | 1,833 | 2,262 | 2,821 | 3,25 | 4,781 |
| 10 | 1,812 | 2,228 | 2,764 | 3,169 | 4,587 |
| 11 | 1,796 | 2,201 | 2,718 | 3,106 | 4,437 |
| 12 | 1,782 | 2,179 | 2,681 | 3,055 | 4,318 |
| 13 | 1,771 | 2,16 | 2,65 | 3,012 | 4,221 |
| 14 | 1,761 | 2,145 | 2,624 | 2,977 | 4,14 |
| 15 | 1,753 | 2,131 | 2,602 | 2,947 | 4,073 |
| 16 | 1,746 | 2,12 | 2,583 | 2,921 | 4,015 |
| 18 | 1,734 | 2,101 | 2,552 | 2,878 | 3,922 |
| 20 | 1,725 | 2,086 | 2,528 | 2,845 | 3,85 |
| 25 | 1,708 | 2,06 | 2,485 | 2,787 | 3,725 |
| 30 | 1,697 | 2,042 | 2,457 | 2,75 | 3,646 |
| 35 | 1,689 | 2,03 | 2,437 | 2,724 | 3,591 |
| 40 | 1,684 | 2,021 | 2,423 | 2,704 | 3,551 |
| 45 | 1,679 | 2,014 | 2,412 | 2,689 | 3,522 |
| 50 | 1,676 | 2,008 | 2,403 | 2,677 | 3,497 |
| 60 | 1,671 | 2 | 2,39 | 2,66 | 3,46 |
| 70 | 1,667 | 1,995 | 2,381 | 2,648 | 3,436 |
| 80 | 1,664 | 1,99 | 2,374 | 2,639 | 3,416 |
| 90 | 1,662 | 1,987 | 2,368 | 2,632 | 3,401 |
| 100 | 1,66 | 1,984 | 2,364 | 2,626 | 3,391 |
| $\infty$ | 1,645 | 1,96 | 2,326 | 2,576 | 3,291 |

Выбрав вероятность $p=1-\alpha$ и зная объем выборки $n$, можно, пользуясь табл. 1.2, найти такое $t=t(p,\ k)$, что

$$P\left[\bar{x}-\frac{t(p,\ k)S_x}{\sqrt{n}}<m_x<\bar{x}+\frac{t(p,\ k)S_x}{\sqrt{n}}\right]=1-\alpha. \qquad (1.38)$$

Формула (1.38) отличается от (1.37) тем, что в формуле (1.38) коэффициент $t(p,\ k)$ зависит не только от доверительной вероятности, но и от количества элементов в выборке. Это различие особенно сказывается при малом количестве наблюдений.

Построение доверительного интервала для $\sigma_x^2$. Доверительный интервал для дисперсии генеральной совокупности строят на основании того факта, что случайная величина $S_x^2(n-1)/\sigma_x^2$ распределена по закону $\chi^2$ с $k=n-1$ степенями свободы, если $\chi$ распределена нормально. В этом случае можно записать

$$P\left[\chi_1^2<\frac{(n-1)S_x^2}{\sigma_x^2}<\chi_2^2\right]=1-\alpha.$$

Значения $\chi_1^2$ и $\chi_2^2$ находят из табл. 1.3 по заданным значениям $k$ и вычисленным значениям уровня значимости

$$\alpha_1=1-\alpha/2;\ \alpha_2=\alpha/2.$$

При этом доверительный интервал для $\sigma_x^2$ будет

$$\left(\frac{n-1}{\chi_2^2}S_x^2;\ \frac{n-1}{\chi_1^2}S_x^2\right).$$

**Пример 1.7.** Построить доверительный интервал с вероятностью $p=0{,}95$ для математического ожидания генеральной совокупности, если она распределена нормально со среднеквадратическим отклонением $\sigma_x=5$, а среднее выборки объема $n=20$ составляет 24,6.

По табл. 1.1 для $p=2\Phi(t)=0{,}95$ находим $t=1{,}96$. Точность оценки равна

$$\frac{t\sigma_x}{\sqrt{n}}=\frac{1{,}96\cdot 5}{\sqrt{20}}=2{,}19.$$

Полученный результат можно трактовать так: с вероятностью $p=0{,}95$ интервал (22,41; 26,79) является доверительным для оценки $m_x$.

**Пример 1.8.** Произведено 16 измерений некоторой величины, для которой найдена выборочная средняя $\bar{x}=10{,}1$ и исправленное среднеквадратическое отклонение $S_x=0{,}25$. Требуется оценить неизвестное математическое ожидание с надежностью 0,98. Число степеней свободы $k=n-1=16-1=15$. По табл. 1.2 для $k=15$ и $p=0{,}98$ находим $t(p,\ k)=2{,}6$.

Доверительный интервал определим по (1.38)

$$10{,}1-\frac{2{,}6\cdot 0{,}25}{\sqrt{16}}<m_x<10{,}1+\frac{2{,}6\cdot 0{,}25}{\sqrt{16}}.$$

Интервал (9,94; 10,26) является доверительным для оценки $m_x$.

**Пример 1.9.** Количественный признак $X$ генеральной совокупности распределен нормально. По выборке объема $n=20$ подсчитано $S_x^2=0{,}42$. Определить доверительную оценку $\sigma_x^2$ с надежностью 0,98.

Уровень значимости $\alpha=1-p=1-0{,}98=0{,}02$. Вычислим

$$\alpha_1=1-\frac{\alpha}{2}=1-\frac{0{,}02}{2}=0{,}99;\ \alpha_2=\frac{\alpha}{2}=\frac{0{,}02}{2}=0{,}01.$$

По табл. 1.3 находим $\chi_1^2$ и $\chi_2^2$ для $\alpha_1$, $\alpha_2$ и $k=n-1=20-1=19$

$$\chi_1^2=7{,}63;\ \chi_2^2=36{,}2.$$

Границы доверительного интервала равны

$$\frac{20-1}{36,2}\cdot 0,42 < \sigma_x^2 < \frac{20-1}{7,63}\cdot 0,42;$$

$$0,22 < \sigma_x^2 < 1,05.$$

Проверка статистических гипотез о законе распределения. Соответствие эмпирического распределения в выборке теоретическому распределению в генеральной совокупности проверяют с помощью *критериев согласия*. Пусть требуется проверить гипотезу $H_0$ о том, что исследуемая случайная величина $X$ подчиняется закону распределения $F(x)$. Для проверки гипотезы производят выборку объемом $n$. По выборке можно построить эмпирическое распределение $\tilde{F}(x)$ исследуемой случайной величины $X$. Сравнение эмпирического и теоретического распределения производят с помощью специально подобранной случайной величины – критерия согласия. Наиболее часто применяют критерий Пирсона или, как его иначе называют, критерий $\chi^2$. В литературе по математической статистике доказывается, что статистика

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^{l} \frac{(n_i - n_i')^2}{n_i'}$$

имеет распределение $\chi^2$ с $k = l - r - 1$ степенями свободы, где $r$ – число параметров распределения $F(x)$, рассчитанных по данным выборки; $n_i'$ – теоретические частоты; $n_i$ – эмпирические частоты; $l$ – число групп выборки. Если предполагаемое распределение нормальное, то оценивают два параметра: $m_x$ и $\sigma_x$, поэтому $r = 2$. Число степеней свободы $k = l - r - 1 = l - 3$. По данным табл. 1.3 находят критическую точку $\chi^2_{кр}(\alpha; k)$. Если $\chi^2 > \chi^2_{кр}(\alpha; k)$, то гипотезу $H_0$ отвергают; если $\chi^2 \leqslant \chi^2_{кр}(\alpha; k)$, то гипотезу принимают. Необходимым условием применения критерия $\chi^2$ является наличие в каждом интервале не менее пяти наблюдений.

Таблица 1.3. **Критические точки распределения $\chi^2$**

| Число степеней свободы $k$ | Уровень значимости $\alpha$ | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0,01 | 0,025 | 0,05 | 0,95 | 0,975 | 0,99 |
| 1 | 6,6 | 5 | 3,8 | 0,0039 | 0,00098 | 0,00016 |
| 2 | 9,2 | 7,4 | 6 | 0,103 | 0,051 | 0,002 |
| 3 | 11,3 | 9,4 | 7,8 | 0,352 | 0,216 | 0,115 |
| 4 | 13,3 | 11,1 | 9,5 | 0,711 | 0,481 | 0,297 |
| 5 | 15,1 | 12,8 | 11,1 | 1,15 | 0,831 | 0,554 |
| 6 | 16,8 | 14,4 | 12,6 | 1,64 | 1,24 | 0,872 |
| 7 | 18,5 | 16 | 14,1 | 2,17 | 1,69 | 1,24 |
| 8 | 20,1 | 17,5 | 15,5 | 2,73 | 2,18 | 1,65 |
| 9 | 21,7 | 19 | 16,9 | 3,33 | 2,7 | 2,09 |
| 10 | 23,2 | 20,5 | 18,3 | 3,94 | 3,25 | 2,56 |
| 11 | 24,7 | 21,9 | 19,7 | 4,57 | 3,82 | 3,05 |
| 12 | 26,2 | 23,3 | 21 | 5,23 | 4,4 | 3,57 |
| 13 | 27,7 | 24,7 | 22,4 | 5,89 | 5,01 | 4,11 |
| 14 | 29,1 | 26,1 | 23,7 | 6,57 | 5,63 | 4,66 |
| 15 | 30,6 | 27,5 | 25 | 7,26 | 6,24 | 5,23 |
| 16 | 32 | 28,8 | 26,3 | 7,96 | 6,91 | 5,81 |
| 17 | 33,4 | 30,2 | 27,6 | 8,67 | 7,56 | 6,41 |
| 18 | 34,8 | 31,5 | 28,9 | 9,39 | 8,23 | 7,01 |
| 19 | 36,2 | 32,9 | 30,1 | 10,1 | 8,91 | 7,63 |
| 20 | 37,6 | 34,2 | 31,4 | 10,9 | 9,59 | 8,26 |
| 21 | 38,9 | 35,5 | 32,7 | 11,6 | 10,3 | 8,9 |
| 22 | 40,3 | 36,8 | 33,9 | 12,3 | 11 | 9,54 |
| 23 | 41,6 | 38,1 | 35,2 | 13,1 | 11,7 | 10,2 |
| 24 | 43 | 39,4 | 36,4 | 13,8 | 12,4 | 10,9 |
| 25 | 44,3 | 40,6 | 37,7 | 14,6 | 13,1 | 11,5 |
| 26 | 45,6 | 41,9 | 38,9 | 15,4 | 13,8 | 12,2 |
| 27 | 47 | 43,2 | 40,1 | 16,2 | 14,6 | 12,9 |
| 28 | 48,3 | 44,5 | 41,3 | 16,9 | 15,3 | 13,6 |
| 29 | 49,6 | 45,7 | 42,6 | 17,7 | 16 | 14,3 |
| 30 | 50,9 | 47,0 | 43,8 | 18,5 | 16,8 | 15 |

**Пример 1.10.** При $\alpha = 0,025$ проверить гипотезу $H_0$, что генеральная совокупность имеет нормальный закон распределения. По результатам выборки получены следующие теоретические и эмпирические частоты:

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| $n_i'$ . . . . | 24,76 | 103,7 | 148,52 | 79,59 | 15,6 |
| $n_i$ . . . . | 20 | 112 | 154 | 73 | 15 |

Найдем

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^{l} \frac{(n_i - n_i')^2}{n_i'} =$$

$$= \frac{(20-24,76)^2}{24,76} + \frac{(112-103,70)^2}{103,70} +$$

$$+ \frac{(154-148,52)^2}{148,52} + \frac{(73-79,59)^2}{79,59} +$$

$$+ \frac{(15-15,60)^2}{15,60} = 2,35.$$

Число степеней свободы $k = l - 3 = 5 - 3 = 2$. По табл. 1.3 для $\alpha = 0,025$ и $k = 2$ определим $\chi^2(0,025; 2) = 7,4$. Имеем $7,4 > 2,35$, следовательно, нет оснований отвергнуть гипотезу $H_0$.

РАЗДЕЛ ВТОРОЙ

# ПРИМЕНЕНИЕ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ ТЕХНИКИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

## 2.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Возрастающая роль математического моделирования процессов в промышленной электроэнергетике обусловлена характерными особенностями развития энергетических систем и, в частности, систем электроснабжения. Это прежде всего усложнение систем электроснабжения, жесткие технико-экономические условия, требования высокого качества напряжения и надежности функционирования систем.

Математическое моделирование опирается на большое количество вычислений, объем и сложность которых существенно зависят от решаемых задач. Создание ЭВМ позволило проводить сложные вычисления с учетом большого числа влияющих факторов, имеющих место при решении инженерно-технических задач. Так, оптимальное проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий, оптимизация режима эксплуатации связаны с переработкой большого объема входной информации и выбором наилучшего решения. Принятие наилучшего решения – это сложный процесс, который включает в себя следующие основные этапы (рис. 2.1):

1) постановка задачи и выбор модели. На этом этапе выделяют факторы, которые являются наиболее важными, и устанавливают закономерности, которым они подчиняются;

2) построение математической модели, дающей достаточно точное описание системы. Математическая модель устанавливает соотношение между параметрами системы и изучаемым явлением. Параметры системы и приложенные к ней воздействия можно рассматривать как детерминированные или случайные величины, что приводит соответственно к детерминированным или стохастическим моделям. На этом этапе строят целевую функцию, которая может быть задана алгоритмически или аналитически. Целевая функция $F(x_1, x_2, ..., x_n)$, где $x_1$, $x_2$, ..., $x_n$ – переменные, принимает экстремальное значение $F = \min(\max)$, которому соответствует лучшая ситуация с точки зрения принимаемого решения;

3) выбор математического метода с целью получения необходимых характеристик рассматриваемой модели. Большое разнообразие математических методов можно свести к двум основным видам: аналитическим и численным. Получение характеристик модели в аналитическом виде позволяет провести исследование в общем виде независимо от численных значений параметров системы. Однако аналитические методы применимы для простейших моделей. Наиболее общими являются численные методы. Это объясняется тем, что ряд проблем исследования, в том числе и в электроэнергетике, не поддается точному аналитическому решению. Схема вычислений в этом случае задается формулой или совокупностью правил (алгоритмом), выполнение которых в определенном порядке приводит к требуемому результату.

В настоящее время разработано большое количество вычислительных процедур, обслуживающих оптимизационные задачи. Теория и методы решения этих задач составляют содержание прикладного математического программирования (термин «программирование» в данном случае нельзя путать с программированием на алгоритмических языках для решения задач на ЭВМ);

4) процесс вычислений. Весь процесс включает в себя алгоритмизацию математического метода, составление и отладку программы и собственно вычислительный процесс на ЭВМ;

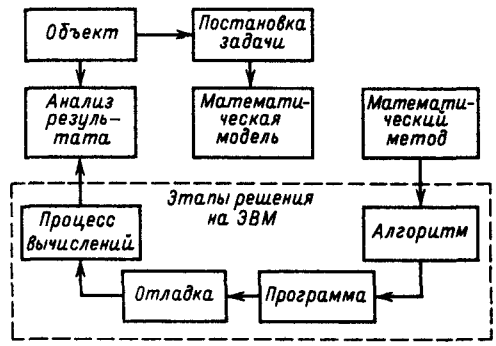



Рис. 2.1. Схема математического моделирования

5) анализ результатов и уточнение математической модели. На этом этапе устанавливают степень адекватности модели. Если модель неудовлетворительна, то входная информация уточняется и при необходимости математическую модель корректируют. Решение задачи на ЭВМ требует достаточных знаний структуры вычислительных машин, принципа работы и эксплуатационных характеристик, так как современный парк ЭВМ включает в себя машины, отличающиеся уровнем специализации и принципом действия, производительностью и объемом памяти, способами программирования и организацией связей с внешними устройствами.

## 2.2. ТЕХНИКО-ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭВМ ТРЕТЬЕГО ПОКОЛЕНИЯ

Вычислительные машины третьего поколения подразделяют на три основных класса: универсальные ЭВМ, мини-ЭВМ (малые ЭВМ) и микро-ЭВМ. Основными критериями при такой классификации ЭВМ принято считать производительность, объем памяти, длину слова, физические размеры и т. д. Любая цифровая ЭВМ включает четыре основных устройства: арифметическое, предназначенное для производства операций над числами и командами; запоминающее, предназначенное для приема, хранения и выдачи чисел; управления, предназначенное для управления автоматической работой машины; ввода-вывода.

В основе работы цифровых вычислительных машин лежит принцип программного управления. Программа определяет, какие действия, в какой последовательности и над какими данными должна выполнить машина для получения желаемого результата. Минимальной самостоятельной единицей программы является команда, определяющая действия ЭВМ при выполнении одной операции. Программа в виде совокупности кодов составляющих ее команд предварительно вводится в память ЭВМ и хранится там в течение всего времени ее использования. Действия машины заключаются в последовательном извлечении кодов команд из соответствующих ячеек памяти и выполнения команд. Эти функции осуществляет устройство управления.

Универсальные ЭВМ предназначены для решения инженерных, научных и экономических задач.

В общем случае универсальные ЭВМ характеризуются длиной слова (4 байт), объемом оперативной памяти (128 Кбайт и более), производительностью (60 тыс. операций в секунду и более), большой внешней памятью на магнитных носителях, мощной операционной системой, большим числом трансляторов с языков высокого уровня, системой тестовых и диагностических программ, прикладным программным обеспечением и др. К универсальным ЭВМ третьего поколения относят вычислительные машины единой серии (ЕС ЭВМ), основные характеристики которых приведены в табл. 2.1.

Основными принципами, положенными в основу создания системы, являются широкий диапазон производительности (обеспечивает возможность решения широкого класса задач), программная совместимость ЭВМ друг с другом снизу вверх (от малых моделей к большим), аппаратная совместимость (позволяет составлять различные конфигурации моделей в зависимости от класса задач).

Технические средства ЕС ЭВМ условно разделены на семь функциональных групп:

1) процессоры, осуществляющие обработку данных (включают арифметическое, оперативное запоминающее и управляющее устройства);

2) каналы ввода-вывода, предназначенные для организации эффективного использования технических средств в режиме параллельной работы процессора и периферийных устройств. Такая работа осуществляется при помощи системы прерываний;

3) внешние запоминающие устройства – накопители на магнитной ленте, магнитном барабане, магнитных дисках;

4) устройства ввода-вывода на перфокартах, перфоленте, алфавитно-цифровые печатающие устройства;

5) устройства связи оператора с ЭВМ –

Таблица 2.1. **Технические характеристики моделей ЕС ЭВМ**

| Тип ЭВМ | Производительность, тыс. операций/с | Объем оперативной памяти, Кбайт | Мультиплексный канал | Селекторный канал | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Скорость, Кбайт/с | Количество | Скорость, Кбайт/с |
| ЕС-1020 | 20 | 64 – 256 | 16 | 2 | 800 |
| ЕС-1022 | 80 | 256 – 512 | 20 | 2 | 800 |
| ЕС-1030 | 100 | 256 – 512 | 40 | 3 | 800 |
| ЕС-1033 | 180 | 512 | 70 | 3 | 800 |
| ЕС-1040 | 350 | 512 – 1024 | 110 | 6 | 1250 |
| ЕС-1050 | 500 | 512 – 1024 | 110 | 6 | 1250 |

выносные пульты для ввода-вывода информации на дисплеи, пишущие машинки;

6) устройства системы телеобработки данных – модемы, мультиплексоры передачи данных, абонентские пульты;

7) устройства подготовки данных на магнитной ленте, перфокартах, перфоленте, контрольники перфокарт и устройства сортировки перфокарт.

В настоящее время освоен серийный выпуск ЕС ЭВМ второй очереди, отличающихся более совершенной логической структурой и более высокими техническими характеристиками (табл. 2.2).

Мини-ЭВМ предназначены главным образом для решения задач автоматического и автоматизированного управления технологическими и производственными процессами. В то же время мини-ЭВМ могут быть использованы в качестве малых машин для инженерных и научных расчетов.

Таблица 2.2. **Технические характеристики моделей комплекса ЭВМ «Ряд-2»**

| Модель | Производительность, тыс. операций/с | Объем памяти, Кбайт |
|---|---|---|
| ЕС-1035 | 140 | 256 – 512 |
| ЕС-1045 | 650 | 1024 – 2048 |
| ЕС-1055 | 450 | 1024 – 2048 |
| ЕС-1060 | 1000 | 2048 – 4096 |
| ЕС-1065 | 4000 | 4096 – 8192 |

Таблица 2.3. **Основные характеристики мини-ЭВМ**

| Модель | Объем оперативной памяти, Кбайт | Производительность, тыс. операций/с |
|---|---|---|
| М-6000 | 16 – 64 | 200 |
| СМ-1 | 16 – 64 | 400 |
| СМ-2 | 16 – 256 | 450 |
| СМ-3 | 16 – 256 | 200 |
| СМ-4 | 16 – 256 | 800 |
| ЕС-1010 | 16 – 64 | 400 |

Таблица 2.4. **Технические данные микро-ЭВМ**

| Тип микро-ЭВМ | Разрядность | Число команд | Время выполнения команды, мкс | Суммарный объем памяти, Кбайт |
|---|---|---|---|---|
| «Электроника С5-11» | 16 | 31 | 100 | 16 – 128 |
| «Электроника НЦ-03» | 16 | 188 | 10 – 20 | 32 – 128 |
| «Электроника-60» | 16 | 80 | 4 – 8 | До 64 |
| СМ-1800 | 8 | 78 | 2 – 8 | До 64 |

Общими характеристиками мини-ЭВМ являются длина слова (8 – 16 бит), объем оперативной памяти (64 – 256 Кбайт), производительность (400 – 800 тыс. операций/с), малые габариты, небольшая по объему внешняя память, более простые операционные системы с небольшим числом трансляторов. Характерной особенностью мини-ЭВМ является модульная структура построения. Такая структура позволяет создавать наиболее экономичную конфигурацию мини-ЭВМ, ориентированную на выполнение заданных задач. Технические характеристики мини-ЭВМ приведены в табл. 2.3. Микро-ЭВМ представляет собой вычислительную машину, построенную на базе больших интегральных схем (БИС). Основные блоки этих машин могут быть выполнены на одной или нескольких БИС. Область применения микро-ЭВМ может быть самой разнообразной – от микрокалькулятора до сложной системы автоматического управления. Отличительными особенностями микро-ЭВМ являются небольшая разрядность (4 – 16 бит), небольшой набор команд, небольшой объем оперативной памяти (до 64 Кбайт), малые габариты, модульность построения. В состав внешних устройств микро-ЭВМ обычно входят пишущая машинка для связи оператора с ЭВМ, устройство ввода-вывода с перфоленты, внешняя память на магнитной ленте или на магнитных дисках, дисплей, устройство параллельной или последовательной печати. Основные характеристики микро-ЭВМ приведены в табл. 2.4.

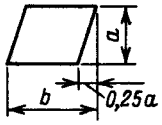
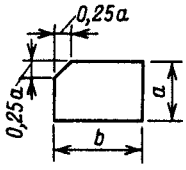
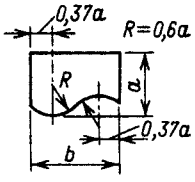
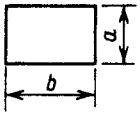
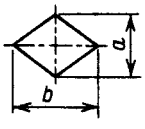
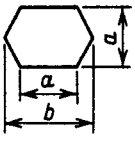
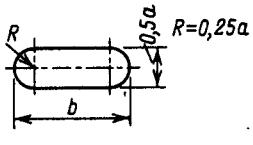
## 2.3. ЭТАПЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ НА ЭВМ

**Алгоритмизация** заключается в разложении вычислительного процесса на составные части, установлении порядка их следования, описании содержания каждой такой части и последующей проверке обеспечения реализации используемого математического метода.

Алгоритм характеризуется следующими основными свойствами:

1) массовостью. Алгоритм может быть применен не к единственному набору исходных данных, а к целому классу. Создание новых алгоритмов оправдывает себя при расчетах на ЭВМ многих вариантов, напри-

Таблица 2.5. **Условные графические обозначения символов**

| Наименование | Обозначение | Функция |
|---|---|---|
| Ввод-вывод |   | Преобразование данных в форму, пригодную для обработки (ввод) или регистрации результатов (вывод) |
| Перфорированная карта |   | Ввод-вывод данных, носителем которых служит перфокарта |
| Документ |   | Вывод данных, носителем которых служит документ |
| Процесс вычислений |   | Выполнение действий, в результате которых изменяются значения данных |
| Логический блок |   | Выбор направления выполнения алгоритма в зависимости от некоторых условий |
| Блок модификации |   | Выполнение действий, изменяющих пункты алгоритма |
| Линия потока |  | Указание последовательности связей между символами |
| Пуск-останов |   | Начало, конец, прерывание процесса обработки данных |
| Соединитель | | Указание связи между прерванными линиями потока |

мер, при оптимальном проектировании системы электроснабжения;

2) детерминированностью. Каждый пункт алгоритма должен быть сформулирован так, чтобы действия исполнителя при его реализации определялись однозначно;

3) результативностью. Под этим свойством понимают способность алгоритма приводить к получению искомого результата после конечного числа выполнений его пунктов. Необходимо отметить, что свойство результативности не абсолютно. Когда для некоторого набора исходных данных процесс вычислений не имеет результата, говорят об области применимости алгоритма, представляющей собой множество исходных данных, для которых алгоритм результативен.

Для записи алгоритмов существует множество способов, отличающихся по наглядности, простоте, компактности и другим показателям.

В практике наибольшее распространение получила запись алгоритма в виде структурной схемы. Каждый пункт алгоритма отображается на ней некоторой геометрической фигурой – блоком. Символы, которые наиболее часто употребляют при составлении таких систем, приведены в табл. 2.5. Обычно внутри поля блочного символа пишется текст, конкретизирующий выполняемые действия. Последовательность выполнения пунктов алгоритма устанавливают путем упорядоченного размещения блоков на схеме и объединения их линиями потока информации. Основными направлениями являются направления сверху вниз и слева направо. В этом случае стрелки на линиях потока, обозначающие направление перехода, не ставят. При большом количестве пересекающихся линий, большой их длине в структурной схеме допускают разрывать линии потока, размещая их на обоих концах разрыва символы «соединитель». Такая схема является наглядным и простым способом представления алгоритма. При этом не накладывают никаких ограничений на степень детализации в изображении алгоритма. Как правило, в процессе разработки алгоритм проходит несколько этапов детализации, определяемой уровнем используемого языка программирования. Вначале строится укрупненная структурная схема алгоритма, при этом каждый элемент схемы должен быть максимально самостоятельным и логически завершенным в такой степени, чтобы дальнейшую детализацию для элемента можно было выполнять независимо от детализации остальных элементов.

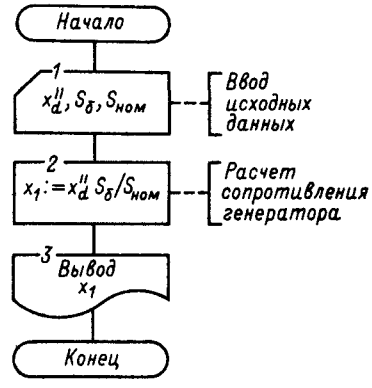



Рис. 2.2. Структурная схема линейного алгоритма расчета сопротивлений отдельных элементов схемы электроснабжения

По способу организации управления порядком выполнения действий все алгоритмы можно разделить на линейные, разветвляющиеся и циклические. Линейные алгоритмы предусматривают получение результата путем однократного выполнения одной и той же последовательности действий при любых значениях исходных данных (рис. 2.2).

Разветвляющиеся алгоритмы предусматривают выбор одной из нескольких возможных последовательностей действий в зависимости от значений исходных данных или промежуточных результатов (рис. 2.3).

Циклические алгоритмы предусматривают получение результата путем многократного повторения некоторой последовательности действий. Число повторений может быть задано явно, например в алгоритме, приведенном на рис. 2.4, или неявно, когда число повторений задают более общим условием, связанным с проверкой значения монотонно изменяющейся в цикле величины. В этом случае алгоритмы называют итерационными.

**Программирование.** Для записи программ решения задач на ЭВМ служат языки программирования. Языками программирования называют совокупность символов (алфавит языка) и правил, определяющих способы объединения этих символов в языковые конструкции для записи осмысленных текстов.

Простейшим языком программирования является машинный язык, представляющий собой язык команд конкретной ЭВМ. Расчленив действия алгоритма до уровня ма-

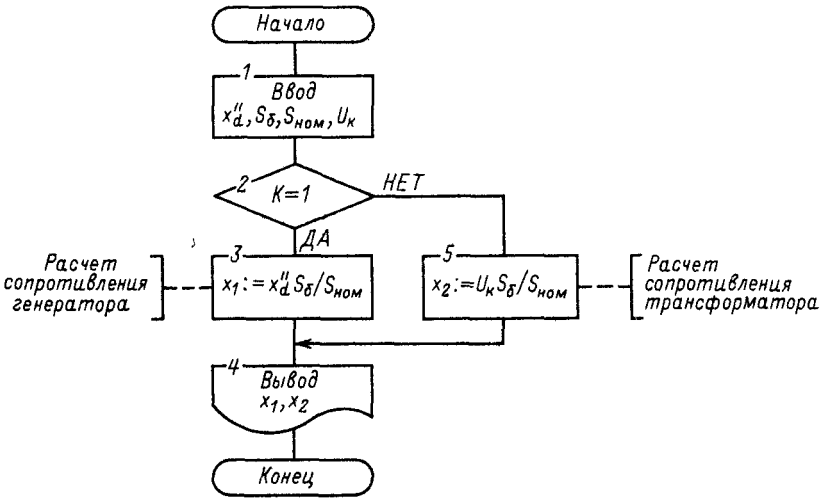



Рис. 2.3. Структурная схема разветвляющегося алгоритма расчета сопротивления одного из элементов схемы электроснабжения, заданного признаком $K$:
$K = 1$ – генератор; $K \neq 1$ – трансформатор

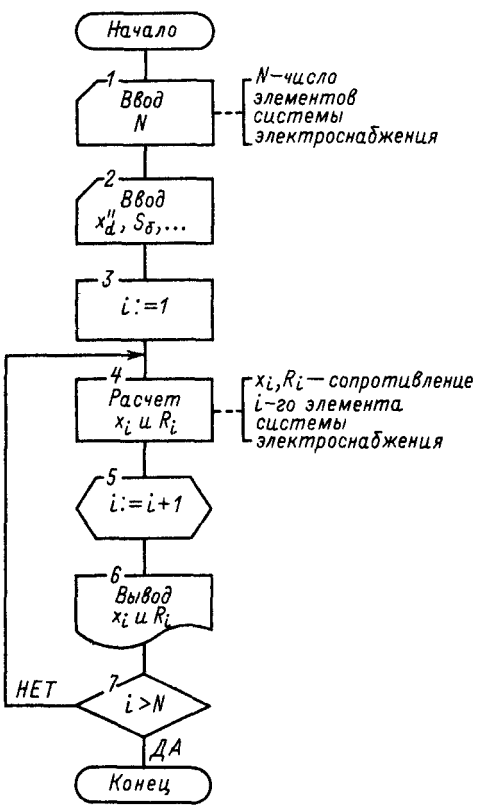



Рис. 2.4. Структурная схема циклического алгоритма расчета сопротивлений элементов схемы электроснабжения

шинных операций и заменив каждый пункт соответствующей командой, получим программу решения задачи на машинном языке. Такое программирование является исключительно трудоемким из-за чрезмерной детализации алгоритма. Поэтому машинные языки сравнительно редко используют для решения инженерно-технических задач. Все языки программирования, а их к настоящему времени разработано несколько сотен, можно разделить на две большие группы: машинно-зависимые и машинно-независимые.

Группа *машинно-зависимых* языков кроме машинного языка включает в себя машинно-ориентированные языки. К ним относят мнемокоды (ассемблеры) и автокоды.

Описание алгоритма на мнемокоде детализируют так же, как и при использовании машинного языка, и отличают от последнего применением буквенных обозначений для операций и буквенно-цифровых для адресов. При трансляции в машинную программу каждый оператор мнемокода заменяют одной машинной командой. В отличие от мнемокода при трансляции автокода в машинную программу один его оператор может заменяться несколькими машинными ко-

мандами, так как наряду с символическими элементами машинных команд в автокоде применяют так называемые макрокоманды. Группа *машинно-независимых* языков включает процедурно- и проблемно-ориентированные языки. Процедурно-ориентированные языки служат для записи процедур обработки информации, характерных для определенного, достаточно широкого класса задач.

Для решения задач вычислительного характера, к которым относятся инженерно-технические расчеты, служат языки АЛГОЛ-60 и ФОРТРАН. Правила составления конструкций этих языков определяются спецификой решаемых задач. Это прежде всего большой объем вычислений при небольшом объеме обрабатываемых данных. Проблемно-ориентированные языки предназначены для описания узкого класса задач, таких, например, как сортировка данных, составление отчетов и др.

В настоящее время созданы программно-совместимые электронно-вычислительные машины серий ЕС ЭВМ и СМ ЭВМ. Создание их позволяет упростить взаимопонимание и обучение программистов, позволяет исключить лишние усилия по дублированию в разработке алгоритмов и изучению новых машин. Кроме того, создают универсальные языки программирования, учитывающие наиболее типичные черты большинства современных ЭВМ. К таким языкам прежде всего приближаются ПЛ/1, АЛГОЛ-68 и АЛМО.

*Программное обеспечение* ЭВМ подразделяют на системное и прикладное. Системное программное обеспечение представляет собой комплекс программ, обеспечивающих функционирование и эффективную эксплуатацию ЭВМ. Эти программы позволяют упростить связь оператора с машиной, сократить сроки прохождения задач и повысить производительность машины. Прикладное программное обеспечение – это совокупность программ, ориентированных на решение конкретных задач. Комплекс программ, предназначенных для решения конкретной задачи или ряда задач, называют *пакетом прикладных программ*. Сюда относят пакеты для решения научно-технических, экономических задач, задач моделирования, статистической обработки наблюдений и т. п.

Пользователю достаточно подготовить данные для обращения к соответствующей программе пакета прикладных программ, чтобы получить решение. Созданию пакетов прикладных программ для решения задач в электроэнергетике уделяется большое внимание. Основными требованиями, которые предъявляют к программам, являются универсальность, позволяющая единообразно подходить к решению задач, эффективность с точки зрения как качества получаемого решения, так и рационального использования машинного времени и памяти ЭВМ. Создание пакетов прикладных программ в электроэнергетике продолжает оставаться актуальной задачей и в настоящее время.

**Отладка.** На этапе отладки производится обнаружение с помощью ЭВМ ошибок в программе и их исправление. Следует отметить, что поиск ошибок в программе происходит и на этапе программирования, но там он имеет подготовительный характер и связан с контролем текста программы, а не с результатом ее работы. Отладка программы является неизбежным этапом в разработке реальных, достаточно сложных научно-технических задач. Наличие ошибок в разработанной программе считают вполне нормальным и закономерным явлением, и только начинающий программист, как правило, переоценивая свои возможности, исходит из того, что в его программе ошибок не будет. Интеллектуальные способности человека таковы, что он может одновременно прослеживать ограниченное число связей между элементами программы. Следствием этого является вероятность того, что некоторые связи не будут учтены. Этап отладки включает в себя контроль правильности программы, локализацию ошибок и исправление их. Контроль программы заключается в ее тестировании путем пропуска на машине специальных контрольных примеров, учитывающих основные особенности решаемой задачи. По результатам счета устанавливают факт отсутствия или наличия ошибок в программе. Здесь рассматривают содержательные (семантические) ошибки, которые не выявляются при трансляции программы. Программу считают правильной, не содержащей ошибок в том случае, если пропуск программы для выбранной системы тестовых исходных данных во всех случаях дает правильные результаты. Для реализации метода тестов должны быть известны достоверные эталонные результаты, полученные вручную или рассчитанные ранее на другой ЭВМ или по другой программе.

Локализация ошибок необходима для выявления места в программе, где допущена ошибка, факт наличия которой установлен при контроле программы. Место ошибки обнаруживают путем анализа тестовых результатов, сверки их с эталонами и формулировки предположения о характере и месте ошибки в программе.

Если ошибка найдена, ее исправляют, в противном случае переходят к получению промежуточных тестовых результатов с помощью обычных и специальных (отладочных) средств языков программирования. К ним относят [13] аварийную печать в момент возникновения ошибки, печать в выборочных местах, интересующих программиста, слежение за использованием в программе выбранных переменных или операторов, прокрутку для получения полной информации о вычислениях, производимых на некотором участке программы, или о последовательности всех операторов на этом участке.

## 2.4. ПРИМЕНЕНИЕ ЭВМ ДЛЯ ОПТИМАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В задачах энергетики оптимизация – это стремление математически сформулировать наилучшие условия работы системы, представив их в виде целевой функции, и определить значения регулируемых параметров, соответствующих экстремальному значению целевой функции.

При оптимальном проектировании систем электроснабжения необходимо решить ряд задач. Основными из этих задач являются:

1) выбор элементов систем электроснабжения (числа и мощности трансформаторов, сечений проводов, шин и жил кабелей и т. д.);

2) выбор основных параметров систем электроснабжения (электрических нагрузок, рационального напряжения);

3) определение оптимальной топологии электрической сети;

4) выбор режимов работы систем электроснабжения.

Цель оптимального проектирования систем электроснабжения может заключаться в снижении начальных капитальных или эксплуатационных затрат, повышении надежности проектируемой системы. Чаще всего это сокращение приведенных годовых затрат.

Если целевая функция задана алгоритмически (конечным числом способов реализации решения), то оптимизацию сводят к простому перебору вариантов и выбору наилучшего из них по известному критерию оптимальности. Такое решение возможно для задач с небольшим числом дискретных значений регулируемого параметра, например выбор рационального напряжения, сечения проводника. При большом числе возможных значений регулируемых параметров общее число вариантов оказывается значительным, и даже с помощью ЭВМ решить задачу за приемлемый промежуток времени оказывается невозможным. В этом случае используют методы нахождения экстремума целевой функции $F(x_1, x_2, \ldots, x_n)$ (методы оптимизации).

В простейшем случае дифференцируемости целевой функции и неравенства нулю вторых производных задача сводится к решению $n$ алгебраических уравнений

$$\frac{\partial F}{\partial x_i} = 0, \quad i = 1, 2, \ldots, n. \tag{2.1}$$

В классической математике разработаны методы решения и доказательства принципиальной разрешимости уравнений вида (2.1), что привело к созданию так называемых аналитических методов оптимизации. Из аналитических методов оптимизации в практике проектирования систем электроснабжения широко применяют метод неопределенных множителей Лагранжа, отличающийся простотой и наглядностью.

Сущность метода заключается в следующем. Пусть необходимо оптимизировать выпуклую целевую функцию от $n$ переменных

$$F(x_1, x_2, \ldots, x_n). \tag{2.2}$$

Область допустимых решений определяется $m$ уравнениями связи

$$\psi_j(x_1, x_2, \ldots, x_n) = 0, \quad j = 1, 2, \ldots, m. \tag{2.3}$$

Составляют вспомогательную функцию

$$\Phi(x_1, x_2, \ldots, x_n; \lambda_1, \lambda_2, \ldots, \lambda_m) = F(x_1, x_2, \ldots, x_n) - \sum_{j=1}^{m} \lambda_j \psi_j(x_1, x_2, \ldots, x_n), \tag{2.4}$$

где $\lambda_1, \lambda_2, \ldots, \lambda_m$ – неопределенные множители Лагранжа. Необходимым условием существования экстремума функции (2.4) является равенство нулю ее частных производных

$$\left.\begin{aligned} \frac{\partial \Phi}{\partial x_i} = 0, \quad i = 1, 2, \ldots, n; \\ \frac{\partial \Phi}{\partial \lambda_j} = 0, \quad j = 1, 2, \ldots, m. \end{aligned}\right\} \tag{2.5}$$

Систему уравнений (2.5) преобразуют к виду

$$\left.\begin{aligned} \frac{\partial F}{\partial x_i} = \sum_{j=1}^{m} \lambda_j \frac{\partial \psi_j}{\partial x_i}, \quad i = 1, 2, \ldots, n; \\ \psi_j = 0, \quad j = 1, 2, \ldots, m. \end{aligned}\right\} \tag{2.6}$$

Решение $n+m$ уравнений (2.6) относительно $n+m$ неизвестных дает искомые значения переменных $x_1, x_2, ..., x_n$.

Метод неопределенных множителей Лагранжа эффективен при небольшом числе переменных и ограничений; с увеличением же числа переменных и ограничений на них сложность решения уравнений (2.6) резко возрастает. Поэтому наряду с аналитическими методами большое развитие получили методы линейного, нелинейного и динамического программирования. Реальные задачи математического программирования достаточно сложны и, как правило, не могут быть решены без использования ЭВМ.

Математически задачу линейного программирования ставят следующим образом: ищут минимум линейной формы

$$y = c_1x_1 + c_2x_2 + \ ... \ + c_nx_n = \sum_{i=1}^{n} c_ix_i \quad (2.7)$$

при соблюдении ограничений

$$a_{i1}x_1 + a_{i2}x_2 + \ ... \ + a_{in}x_n \leqslant b_i, \quad i = 1, 2, ..., m; \ m > n. \quad (2.8)$$

Неравенства (2.8) можно свести к строгим равенствам, добавив переменную $x_{n+1}$,

$$a_{i1}x_1 + a_{i2}x_2 + \ ... \ + a_{in}x_n + x_{n+1} = b_i, \quad i = 1, 2, ..., m. \quad (2.9)$$

Тогда условие (2.8) сводится к (2.9) и условию неотрицательности переменной $x_{n+1}$. Поэтому при решении задачи линейного программирования определяют такие значения $n$ переменных $x_j$, которые бы обращали в минимум линейную форму (2.7) при условии выполнения $m$ равенств (2.9).

Применение методов решения задачи линейного программирования в технико-экономических расчетах систем электроснабжения возможно, когда с относительно небольшой погрешностью нелинейные функции затрат $З_i$ от расчетной мощности $S_{p,i}$ на различные элементы сети могут быть аппроксимированы линейными зависимостями вида [14]

$$З_i = b + cS_{p,i}, \quad i = 1, 2, ..., m, \quad (2.10)$$

где $b$, $c$ – постоянные коэффициенты для каждой типовой группы элементов электрической сети; $m$ – число элементов схемы электроснабжения.

Линеаризация затрат позволяет получить простую функцию цели (линейная функция от расчетной мощности) следующего вида:

$$З_\Sigma = \sum_{i=1}^{m} З_i.$$

В результате появляется возможность использовать для определения искомых оптимальных значений параметров хорошо разработанные методы решения задачи линейного программирования, например симплекс-метод.

Методы решения задачи линейного программирования достаточно подробно излагаются в [9, 14]. Разработаны также стандартные программы для решения подобных задач на ЭВМ.

Нелинейное программирование является наиболее общей задачей математического программирования и включает в себя методы определения минимума функции $n$ переменных

$$F(x_1, x_2, ..., x_n) \quad (2.11)$$

при $m+n$ ограничениях

$$\psi_j(x_1, x_2, ..., x_n) \leqslant 0, \ j = 1, 2, ..., m; \quad (2.12)$$

$$x_i \geqslant 0; \ i = 1, 2, ..., n. \quad (2.13)$$

В общем случае функции $F(x_1, x_2, ..., x_n)$ и $\psi_j(x_1, x_2, ..., x_n)$ бывают произвольными и, в частности, линейными. Допускают любые соотношения между $n$ и $m$.

Задачи нелинейного программирования по сравнению с задачами линейного программирования обладают большим разнообразием. Решение задач нелинейного программирования может давать два или более экстремума. Теоретически наиболее широко и детально в нелинейном программировании разработан раздел квадратичного программирования, т. е. для методов решения задач квадратичного программирования найдены соотношения, являющиеся необходимыми и достаточными условиями оптимума, и алгоритмы поиска экстремума с доказательством их сходимости. Функции (2.11), (2.12) в этом случае представляют в виде суммы линейной и квадратичной форм

$$f(x_1, x_2, ..., x_n) = \sum_{i=1}^{n} P_ix_i + \sum_{i=1}^{n}\sum_{k=1}^{n} C_{ik}x_jx_k. \quad (2.14)$$

Методы квадратичного программирования применяют, например, для решения задач оптимального распределения реактивной мощности, так как потери активной мощности являются квадратичной функцией реактивной мощности. В настоящее время нет универсальных методов решения задачи нелинейного программирования. В зависимости от свойств целевой функции (2.11) и огра-

ничений (2.12) эффективным может оказаться тот или иной метод. Сравнительная оценка методов и подбор наилучшего из них являются сложной задачей и во многом зависят от опыта программиста, так как незначительная доработка алгоритма может существенно повысить эффективность метода. Основной недостаток методов нелинейного программирования заключается в том, что с их помощью не удается найти глобальный экстремум при наличии нескольких локальных экстремумов. Определить глобальный экстремум можно лишь методом динамического программирования.

Динамическое программирование позволяет решать задачи, в которых процесс принятия решений может быть разбит на отдельные этапы. При этом не имеет значения, протекает ли процесс во времени или представляет собой многошаговую формальную процедуру. Однако его применение зависит от определенных условий, обеспечивающих выполнение принципа оптимальности Беллмана.

Условия, при которых может быть применен метод динамического программирования, следующие:

1) для рассматриваемой управляемой системы, которая под действием управления переходит из начального $S_0$ в конечное $S_n$ состояние, состояние в конце $k$-го этапа $S_k$ зависит только от предшествующего состояния $S_{k-1}$ и управления на данном этапе $U_k$. Это свойство получило название отсутствия последствия;

2) целевая функция должна быть аддитивной, т. е. должна представлять собой сумму частных функций, рассчитанных на отдельных этапах:

$$Z = \sum_{i=1}^{n} З_k(S_{k-1}, U_k).$$

Принцип оптимальности Беллмана может быть сформулирован следующим образом: последующие решения должны составлять оптимальное поведение относительно предыдущего состояния, полученного в результате решения на предыдущем этапе, независимо от того, какими бы эти состояние и решение ни были [9]. Это положение в аналитической форме можно записать в виде следующего соотношения:

$$Z_k(S_k) = \max_{U_k} \{З_k(S_k, U_k) + Z_{k-1}(S_{k-1})\}.$$

Динамическое программирование можно представить как некоторый оптимальный метод перебора вариантов. Это достигается за счет того, что на каждом этапе процесса рассматривают лишь оптимальное его предложение. С помощью метода динамического программирования в настоящее время достаточно эффективно решают задачи энергетики (например, оптимизация развития электрических сетей, выбор варианта развития линий электропередачи, совместный выбор компенсирующих и регулирующих устройств в системе электроснабжения и др.).

РАЗДЕЛ ТРЕТИЙ

# РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК — ТЕОРИЯ, МЕТОДЫ ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

## А. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

### 3.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Основой рационального решения комплекса технико-экономических вопросов при проектировании электроснабжения современного промышленного предприятия является правильное определение ожидаемых электрических нагрузок. Определение электрических нагрузок является первым этапом проектирования любой системы электроснабжения. Значения электрических нагрузок определяют выбор всех элементов и технико-экономические показатели проектируемой системы электроснабжения. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты в схеме электроснабжения, расход цветного металла, потери электроэнергии и эксплуатационные расходы. Ошибки при определении электрических нагрузок приводят к ухудшению технико-экономических показателей промышленного предприятия.

Электрическая нагрузка характеризует потребление электроэнергии отдельными приемниками, группой приемников в цехе,

цехом и заводом в целом. При проектировании и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий основными являются три вида нагрузок: активная мощность $P$, реактивная мощность $Q$ и ток $I$.

В расчетах систем электроснабжения промышленных предприятий используют следующие значения электрических нагрузок:

а) средняя нагрузка за наиболее загруженную смену для определения расчетной нагрузки и расхода электроэнергии;

б) расчетный получасовой максимум активной и реактивной мощностей или токов для выбора элементов систем электроснабжения по нагреву, отклонению напряжения и экономическим соображениям;

в) пиковый ток для определения колебаний напряжения, выбора устройств защиты и их уставок.

## 3.2. НОМИНАЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ

Номинальная (или установленная) мощность приемников электроэнергии является достаточно достоверной исходной величиной для расчета электрических нагрузок, так как она обычно известна. Длительно допустимая по нагреву суммарная номинальная мощность всех приемников группы дает возможность сделать самую грубую оценку верхнего предела значений расчетной групповой нагрузки. При этом номинальную мощность приемников приводят к нагрузке длительного режима их работы.

Номинальная мощность приемника электроэнергии – это мощность, обозначенная на заводской табличке или в паспорте двигателя, силового или специального трансформатора или на колбе или цоколе источников света. Под номинальной активной мощностью двигателей $p_{ном}$ понимают мощность, развиваемую двигателем на валу при номинальном напряжении, а под номинальной активной мощностью других приемников электроэнергии – потребляемую ими из сети мощность при номинальном напряжении.

Паспортную мощность приемников повторно-кратковременного режима (ПКР) приводят к номинальной длительной мощности при ПВ = 100 % по следующим формулам:

для электродвигателей

$$p_{ном} = p_{пасп}\sqrt{ПВ_{пасп}}; \tag{3.1}$$

для трансформаторов

$$s_{ном} = s_{пасп}\sqrt{ПВ_{пасп}}; \tag{3.2}$$

для трансформаторов электрических печей

$$p_{ном} = s_{пасп}\cos\varphi_{пасп}; \tag{3.3}$$

для трансформаторов сварочных машин и трансформаторов ручной сварки

$$p_{ном} = s_{пасп}\sqrt{ПВ_{пасп}}\cos\varphi_{пасп}. \tag{3.4}$$

Под термином «приемник электроэнергии» понимают для агрегатов с многодвигательным приводом весь агрегат в целом, а для крановых установок – электропривод каждого механизма. Под номинальной реактивной мощностью приемника понимают реактивную мощность, потребляемую им из сети (знак «плюс») или отдаваемую в сеть (знак «минус») при номинальной активной мощности и номинальном напряжении (для синхронных двигателей и при номинальном токе возбуждения или номинальном коэффициенте мощности).

Паспортную реактивную мощность приемников ПКР приводят к длительному режиму, т. е. к ПВ = 100 %, по формуле

$$q_{ном} = q_{пасп}\sqrt{ПВ_{пасп}}. \tag{3.5}$$

Групповая номинальная активная мощность – это сумма номинальных (паспортных) активных мощностей отдельных рабочих приемников

$$P_{ном} = \sum_{i=1}^{n} p_{ном,i}. \tag{3.6}$$

Групповая номинальная реактивная мощность – это алгебраическая сумма номинальных реактивных мощностей отдельных рабочих приемников

$$Q_{ном} = \sum_{i=1}^{n} q_{ном,i}. \tag{3.7}$$

Номинальные токи определяют аналогично

$$i_{ном} = i\sqrt{ПВ_{пасп}}$$

или

$$i_{ном} = \frac{s_{пасп}\sqrt{ПВ_{пасп}}}{\sqrt{3}\,U_{ном}}; \tag{3.8}$$

$$I_{ном} = \frac{\sqrt{P_{ном}^2 + Q_{ном}^2}}{\sqrt{3}\,U_{ном}}. \tag{3.9}$$

Стационарные и передвижные приемники однофазного тока, включенные на фазные

и междуфазные напряжения, равномерно распределенные по фазам трехфазной сети, учитывают в расчетах как трехфазные приемники той же суммарной мощности. Когда однофазные приемники нельзя распределить равномерно по фазам трехфазной сети, определяют условную трехфазную номинальную мощность $P_{ном,у}$ в зависимости от количества и схемы включения однофазных приемников в трехфазную сеть [16, 18].

## 3.3. СРЕДНИЕ И СРЕДНЕКВАДРАТИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

Среднее значение изменяющейся величины является ее основной статистической характеристикой, следовательно, постоянные осредненные значения нагрузки характеризуют переменные нагрузки. Суммарная средняя нагрузка всех приемников электроэнергии группы дает возможность приближенно оценить нижний предел возможных значений расчетной нагрузки.

В условиях эксплуатации средние нагрузки рассматривают за определенный характерный интервал времени, например за цикл $t_ц$, и определяют по показаниям счетчиков активной и реактивной электроэнергии с помощью следующих выражений:

для одного приемника

$$\left.\begin{aligned} p_с &= \frac{Э_а}{t_ц}; \quad q_с = \frac{Э_р}{t_ц}; \\ i_с &= \frac{1}{\sqrt{3}\,U_{ном} t_ц}\int_0^{t_ц}\sqrt{p^2+q^2}\,dt \approx \frac{\sqrt{p_с^2+q_с^2}}{\sqrt{3}\,U_{ном}}; \end{aligned}\right\} \qquad (3.10)$$

для группы приемников

$$\left.\begin{aligned} P_с &= \frac{Э_а}{t_ц}; \quad Q_с = \frac{Э_р}{t_ц}; \\ I_с &\approx \frac{\sqrt{P_с^2+Q_с^2}}{\sqrt{3}\,U_{ном}} = \frac{P_с}{\sqrt{3}\,U_{ном}\cos\varphi_с}; \\ S_с &= \sqrt{P_с^2+Q_с^2}. \end{aligned}\right\} \qquad (3.11)$$

Средняя активная (реактивная) мощность группы приемников равна сумме средних активных (или реактивных) мощностей отдельных рабочих приемников, входящих в данную группу, т. е.

$$P_с = \sum_{i=1}^{n} p_{с,i}; \quad Q_с = \sum_{i=1}^{n} q_{с,i}. \qquad (3.12)$$

Средние нагрузки за другие характерные интервалы времени обозначают соответствующими индексами, например: $P_{см}$, $Q_{см}$ – средняя нагрузка по активной (реактивной) мощности за максимально загруженную смену; $P_{сг}$, $Q_{сг}$ – среднегодовая нагрузка по активной (реактивной) мощности. Средняя активная $P_{см}$ или реактивная $Q_{см}$ мощность за наиболее загруженную смену является основной величиной при расчете нагрузок групп приемников. Наиболее загруженной сменой является смена с наибольшим потреблением электроэнергии данной группой приемников, цехом или предприятием в целом для характерных суток. Характерными считаются сутки, в течение которых потребление электроэнергии примерно равно среднему потреблению электроэнергии за один рабочий день в рассматриваемом периоде (неделя, месяц, год).

Среднеквадратические нагрузки $P_{ск}$, $Q_{ск}$ за любой интервал времени в общем виде определяют из следующих выражений:

$$\left.\begin{aligned} P_{ск} &= \sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T P^2(t)\,dt}; \\ Q_{ск} &= \sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T Q^2(t)\,dt}, \end{aligned}\right\} \qquad (3.13)$$

где $T$ – рассматриваемый период времени.

Среднеквадратическая реактивная мощность $Q_{ск}$ имеет важное значение для оценки эффекта снижения потерь электроэнергии в сетях при повышении коэффициента мощности.

## 3.4. МАКСИМАЛЬНЫЕ И РАСЧЕТНЫЕ НАГРУЗКИ

Максимальные значения активной мощности $p_м$, $P_м$, реактивной мощности $q_м$, $Q_м$, полной мощности $s_м$, $S_м$ и тока $i_м$, $I_м$ представляют собой наибольшие из соответствующих средних значений за некоторый промежуток времени. Максимальные нагрузки характеризуются ожидаемой частотой появления за тот или иной период времени.

По продолжительности различают два вида максимальных нагрузок:

1) максимальные длительные нагрузки различной продолжительности (10, 15, 30, 60, 120 мин), определяемые для выбора элементов системы электроснабжения по нагреву и расчета максимальных потерь мощности в них;

2) максимальные кратковременные нагрузки (пиковые) длительностью 1–2 с, не-

Таблица 3.1. **Показатели графиков электрических нагрузок по активной мощности**

| Коэффициент | Расчетные формулы показателей | | Номер формул |
|---|---|---|---|
| | Индивидуальные графики | Групповые графики | |
| Использования | $k_и = p_с/p_{ном}$; $k_и = k_в k_з$ | $K_и = \frac{P_с}{P_{ном}} = \frac{\sum_1^n k_и p_{ном}}{\sum_1^n p_{ном}}$; $K_и = K_з K_в$ | (3.14) |
| Включения | $k_в = \frac{t_в}{t_ц} = \frac{t_р + t_х}{t_ц}$ | $K_в = \frac{\sum_1^n k_в p_{ном}}{\sum_1^n p_{ном}}$ | (3.15) |
| Загрузки | $k_з = \frac{p_{с,в}}{p_{ном}} = \frac{k_и}{k_в}$ | $K_з = K_и/K_в$ | (3.16) |
| Формы графика нагрузки | $k_ф = p_{ск}/p_с$ | $K_ф = P_{ск}/P_с$; $K_ф = f(n_п)$; $K_ф = \sqrt{m}\,\frac{\sqrt{\sum_1^m (\Delta Э_{а,i})^2}}{Э_а}$, $m$ – число интервалов, на которое разбит график нагрузки | (3.17) |
| Максимума | – | $K_м = P_р/P_с$; $K_м = 1 + \frac{1,5}{\sqrt{n_п}}\sqrt{\frac{1 - K_и}{K_и}}$; $K_м = 1 + \frac{K_{о,т}}{K_{и,т}}$; $K_м = f(n_п, K_и)$ определяют по табл. 3.2 | (3.18) |
| Спроса | – | $K_с = P_р/P_{ном}$; $K_с = K_и K_м$ | (3.19) |
| Заполнения графика нагрузки | – | $K_{з,г} = P_с/P_м = P_с/P_р = \frac{1}{K_м}$ | (3.20) |
| Разновременность максимумов нагрузки | – | $K_{р,м} = \frac{P_р}{\sum_{i=1}^n P_{р,i}}$; $K_{р,м} = 0,85 \div 1$ | (3.21) |

Таблица 3.2. **Зависимость коэффициента максимума активной мощности от приведенного числа приемников при различных коэффициентах использования по активной мощности**

| $n_п$ | Значения $K_м$ при $K_и$, равном | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0,1 | 0,15 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 |
| 5 | 3,23 | 2,87 | 2,42 | 2 | 1,76 | 1,57 | 1,41 | 1,26 | 1,12 |
| 6 | 3,04 | 2,64 | 2,24 | 1,88 | 1,66 | 1,51 | 1,37 | 1,23 | 1,1 |
| 7 | 2,88 | 2,48 | 2,1 | 1,8 | 1,58 | 1,45 | 1,33 | 1,21 | 1,09 |
| 8 | 2,72 | 2,31 | 1,99 | 1,72 | 1,52 | 1,4 | 1,3 | 1,2 | 1,08 |
| 9 | 2,56 | 2,2 | 1,9 | 1,65 | 1,47 | 1,37 | 1,28 | 1,18 | 1,08 |
| 10 | 2,42 | 2,1 | 1,84 | 1,6 | 1,43 | 1,34 | 1,26 | 1,16 | 1,07 |
| 12 | 2,24 | 1,96 | 1,75 | 1,52 | 1,36 | 1,28 | 1,23 | 1,15 | 1,07 |
| 16 | 1,99 | 1,77 | 1,61 | 1,41 | 1,28 | 1,23 | 1,18 | 1,12 | 1,07 |
| 20 | 1,84 | 1,65 | 1,5 | 1,34 | 1,24 | 1,2 | 1,15 | 1,11 | 1,06 |
| 30 | 1,62 | 1,46 | 1,34 | 1,24 | 1,19 | 1,16 | 1,13 | 1,1 | 1,05 |
| 40 | 1,5 | 1,37 | 1,27 | 1,19 | 1,15 | 1,13 | 1,12 | 1,09 | 1,05 |
| 50 | 1,4 | 1,3 | 1,23 | 1,16 | 1,13 | 1,11 | 1,1 | 1,08 | 1,04 |
| 60 | 1,32 | 1,25 | 1,19 | 1,14 | 1,12 | 1,11 | 1,09 | 1,07 | 1,03 |
| 80 | 1,25 | 1,2 | 1,15 | 1,11 | 1,1 | 1,1 | 1,08 | 1,06 | 1,03 |
| 100 | 1,21 | 1,17 | 1,12 | 1,1 | 1,08 | 1,08 | 1,07 | 1,05 | 1,02 |
| 120 | 1,19 | 1,16 | 1,12 | 1,09 | 1,07 | 1,07 | 1,07 | 1,05 | 1,02 |
| 160 | 1,16 | 1,13 | 1,1 | 1,08 | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,04 | 1,02 |
| 200 | 1,15 | 1,12 | 1,09 | 1,07 | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,04 | 1,01 |

обходимые для проверки колебаний напряжения в сетях, определения потерь напряжения в контактных сетях, проверки сетей по условиям самозапуска электродвигателей, выбора плавких вставок предохранителей, расчета токов срабатывания максимальной токовой релейной защиты.

Под расчетной нагрузкой по допустимому нагреву понимают такую длительную неизменную нагрузку элемента системы электроснабжения (трансформатора, линии и т. п.), которая эквивалентна ожидаемой изменяющейся нагрузке по наиболее тяжелому тепловому воздействию: максимальной температуре нагрева проводника или тепловому износу его изоляции. В соответствии с [16] в качестве расчетной нагрузки по допустимому нагреву при переменном графике нагрузок принимают максимальную нагрузку 30-минутной (или иной) продолжительности, а при мало изменяющемся (постоянном) графике нагрузок – среднюю нагрузку за наиболее загруженную смену. Расчетную нагрузку по допустимому нагреву сокращенно называют расчетной нагрузкой. Расчетную нагрузку по допустимой потере напряжения в отличие от расчетной называют пиковой нагрузкой.

## 3.5. ПОКАЗАТЕЛИ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Кривые изменения активной и реактивной мощностей и токов во времени называют графиками нагрузок по активной и реактивной мощностям и току. Согласно [16] графики нагрузок подразделяют на индивидуальные: $p(t)$, $q(t)$, $i(t)$ для отдельных приемников электроэнергии и групповые: $P(t)$, $Q(t)$, $I(t)$ для группы приемников. Индивидуальные графики необходимы при определении нагрузок мощных приемников электроэнергии (электрических печей, главных приводов прокатных станов и т. п.). При проектировании систем электроснабжения предприятий используют, как правило, групповые графики нагрузок (от нескольких приемников до всех приемников завода) различной продолжительности (суточные, годовые). Каждая отрасль промышленности имеет свой характерный график нагрузок, определяемый технологическим процессом производства [18].

При расчетах и исследовании нагрузок применяют безразмерные показатели (коэффициенты) графиков нагрузок, характеризующие режим работы приемников электроэнергии по мощности или во времени. Коэффициенты графиков определяют для индивидуальных и групповых графиков активной, реактивной и полной мощностей и тока (табл. 3.1, 3.2). Условные обозначения показателей графиков приняты по [16]. Индивидуальные показатели $k_и$, $k_з$, $k_в$ для отдельных характерных групп приемников и групповые $K_с$ принимают для различных отраслей промышленности по справочным данным [18]. Важное значение при расчетах нагрузок имеют групповые показатели – коэффициент формы графика нагрузки $K_ф$ и коэффициент максимума нагрузки $K_м$. Более подробно теоретические сведения по графикам нагрузки изложены в [17, 18].

### 3.6. ПРИВЕДЕННОЕ ЧИСЛО ПРИЕМНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Под приведенным числом приемников $n_п$ группы различных по номинальной мощности и режиму работы понимают такое число однородных по режиму работы приемников одинаковой мощности, которое обусловливает ту же расчетную нагрузку, что и данная рассматриваемая группа различных по номинальной мощности и режиму работу приемников.

Приведенное число приемников группы определяют достаточно точно по формуле

$$n_п = \left(\sum_1^n P_{ном,i}\right)^2 / \sum_1^n P_{ном,i}^2 = P_{ном}^2 / \sum_1^n P_{ном,i}^2, \quad (3.22)$$

где в числителе стоит квадрат суммы номинальных активных мощностей всех приемников (т. е. квадрат групповой мощности) данной группы, а в знаменателе – сумма квадратов номинальных активных мощностей отдельных приемников группы.

Если все приемники группы имеют одинаковую номинальную мощность $p_{ном}$, то $n_п = n$. Если приемники имеют различные номинальные мощности $p_{ном,i}$, то $n_п < n$. Определение $n_п$ по формуле рекомендуется производить при числе приемников в группе до пяти. В условиях массовых расчетов и при большом числе приемников рекомендуется пользоваться упрощенными способами вычисления $n_п$:

1) при числе фактических приемников в группе четыре и более допускается приведенное число $n_п$ считать равным фактическому $n$ при отношении

$$m = p_{ном,\,max}/p_{ном,\,min} \leqslant 3, \quad (3.23)$$

где $p_{ном,\,max}$ и $p_{ном,\,min}$ – номинальные активные мощности наибольшего и наименьшего приемников в группе.

При определении величины $n_п$ могут быть исключены те наименьшие приемники группы, суммарная номинальная мощность которых не превышает 5% суммарной номинальной мощности всей группы $P_{ном}$ (при этом число исключенных приемников не учитывается также и в $n$);

2) при $m > 3$ и $K_и \geqslant 0{,}2$ приведенное число приемников может быть определено по формуле

$$n_п = 2\sum_1^n p_{ном,\,i}/P_{ном,\,max}. \quad (3.24)$$

Если найденное по этой формуле $n_п$ оказывается большим, чем фактическое, следует принимать $n_п = n$.

При $m > 3$ и $K_и < 0{,}2$, т. е. при невозможности использования изложенных способов упрощенного вычисления, приведенное число приемников определяют по кривым $n_{п*} = n_п/n$, приведенным в [16].

## Б. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРЕДНИХ НАГРУЗОК И РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

### 3.7. РАСЧЕТ СРЕДНИХ И СРЕДНЕКВАДРАТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Средние нагрузки (за наиболее загруженную смену $P_{см}$, $Q_{см}$ и среднегодовые $P_{сг}$, $Q_{сг}$) имеют важное значение при расчетах и исследовании нагрузок, расхода и потерь электроэнергии. Величины $P_{см}$ и $Q_{см}$ находят по показателям обследования электрических нагрузок и проверяют по удельным расходам электроэнергии, известным для большинства производств [18].

Среднюю мощность за наиболее загруженную смену какой-либо группы силовых приемников с одинаковым режимом работы определяют умножением суммарной номинальной мощности группы рабочих приемников $P_{ном}$, приведенной для приемников повторно-кратковременного режима работы к ПВ = 100%, на их групповой коэффициент использования $K_и$

$$P_{см} = K_и P_{ном}; \quad (3.25)$$

$$Q_{см} = P_{см} \operatorname{tg}\varphi = K_и P_{ном} \operatorname{tg}\varphi. \quad (3.26)$$

Реактивные нагрузки приемников с отстающим током принимают со знаком «плюс», а с опережающим током (синхронные двигатели, статические конденсаторы) – со знаком «минус».

Среднюю реактивную мощность для группы конденсаторов $Q_{см,к}$ принимают равной номинальной мощности группы $Q_{ном,к}$ с пересчетом ее на фактическое напряжение сети

$$Q_{\text{см, к}} = Q_{\text{р}} = Q_{\text{ном, к}}\left(\frac{U_{\text{факт}}}{U_{\text{ном}}}\right)^2. \quad (3.27)$$

Определение средних нагрузок за наиболее загруженную смену однофазных приемников независимо от степени неравномерности по фазам, создаваемой этими приемниками, производят аналогично трехфазным [16].

Среднюю активную мощность $P_{\text{см}}$ узла системы электроснабжения, включающего группы приемников с разными режимами работы, определяют суммированием средних активных мощностей отдельных групп приемников

$$P_{\text{см}} = \sum_{i=1}^{n} P_{\text{см}, i}, \quad (3.28)$$

а среднюю реактивную мощность $Q_{\text{см}}$ определяют алгебраическим сложением средних реактивных мощностей отдельных групп приемников

$$Q_{\text{см}} = \sum_{i=1}^{n} Q_{\text{см}, i} - \left(\sum_{i=1}^{n_1} Q_{\text{см, сд}, i} + Q_{\text{см, к}}\right), \quad (3.29)$$

где $n$ – число групп приемников с отстающим током; $n_1$ – число групп приемников с опережающим током.

При ориентировочных расчетах, когда отсутствуют данные для определения $P_{\text{см}}$ и $Q_{\text{см}}$ по (3.25) и (3.26), их можно определить из выражений

$$P_{\text{см}} = \frac{P_{\text{сг}}}{K_{\text{с, э, а}}} = \frac{Э_{\text{а, г}}}{T_{\text{г}} K_{\text{с, э, а}}}; \quad (3.30)$$

$$Q_{\text{см}} = \frac{Q_{\text{сг}}}{K_{\text{с, э, р}}} = \frac{Э_{\text{р, г}}}{T_{\text{г}} K_{\text{с, э, р}}}, \quad (3.31)$$

где $K_{\text{с, э, а}}$, $K_{\text{с, э, р}}$ – годовые коэффициенты сменности по использованию активной и реактивной энергии, определяемые по справочным данным.

Среднюю активную мощность за наиболее загруженную смену осветительных приемников определяют по формуле

$$P_{\text{см, о}} = K_{\text{с, о}} P_{\text{ном, о}}, \quad (3.32)$$

где $K_{\text{с, о}}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки, определяемый по справочным данным для характерных помещений.

Установленную мощность приемников освещения $P_{\text{ном, о}}$ определяют также по удельной осветительной нагрузке на 1 м$^2$ поверхности пола, принимаемой по справочным данным, при известной производственной площади [18].

Для группы приемников электроэнергии в условиях эксплуатации среднеквадратическую мощность $P_{\text{ск}}$ и $Q_{\text{ск}}$ определяют по показаниям счетчиков электроэнергии согласно выражениям

$$P_{\text{ск}} = K_{\text{ф, а}} P_{\text{с}} \text{ и } Q_{\text{ск}} = K_{\text{ф, р}} Q_{\text{с}}, \quad (3.33)$$

где $K_{\text{ф, а}}$ и $K_{\text{ф, р}}$ – коэффициенты формы графиков нагрузки, определяемые опытным путем [17, 18].

## 3.8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Наиболее часто расход электроэнергии определяют за год, реже – за месяц или наиболее загруженную смену. Годовой расход активной электроэнергии для отдельных цехов и предприятий в целом находят из соотношений

$$Э_{\text{а, г}} = P_{\text{сг}} T_{\text{г}} = K_{\text{и, г}} P_{\text{ном}} T_{\text{г}} = K_{\text{с, э}} P_{\text{см}} T_{\text{г}}, \quad (3.34)$$

где $T_{\text{г}}$ – годовой фонд рабочего времени.

Если для данного вида производства значение $K_{\text{с, э}}$ неизвестно, а по технологическому заданию имеются сведения об относительных загрузках смен, то значение $Э_{\text{а, г}}$ определяют по формуле

$$Э_{\text{а, г}} = P_{\text{см}}(T_{\text{г1}} + K_{\text{з, см2}} T_{\text{г2}} + K_{\text{з, см3}} T_{\text{г3}} + K_{\text{з, см4}} T_{\text{г4}}) K_{\text{пр}}, \quad (3.35)$$

где $T_{\text{г1}}$, $T_{\text{г2}}$, $T_{\text{г3}}$, $T_{\text{г4}}$ – годовой фонд рабочего времени отдельных смен; $K_{\text{з, см2}}$, $K_{\text{з, см3}}$, $K_{\text{з, см4}}$ – коэффициенты, учитывающие степень загрузки менее загруженных второй, третьей и четвертой смен; $K_{\text{пр}} = K_{\text{пр1}} K_{\text{пр2}}$ – коэффициент, учитывающий работу в выходные и праздничные дни ($K_{\text{пр1}} = 1 \div 1{,}05$) и месячные колебания нагрузки ($K_{\text{пр2}} = 0{,}8 \div 0{,}9$); сезонные изменения нагрузки учитывают введением соответствующего поправочного коэффициента $K_{\text{пр3}} < 1$ в величину $K_{\text{пр}}$. При ориентировочных расчетах допускается определять расход электроэнергии за год по формуле

$$Э_{\text{а, г}} = P_{\text{р}} T_{\text{м, а}}, \quad (3.36)$$

где $T_{\text{м, а}}$ – годовое число часов использования максимума активной мощности, значение которого для разных отраслей промышленности и разного числа рабочих смен приводят в отраслевых инструкциях или справочных материалах.

При наличии прогрессивных норм удельного расхода электроэнергии на единицу продукции в натуральном выражении $э_{\text{а, у}}$ годовой расход электроэнергии, потребляе-

мой цехом или предприятием в целом, определяют по формуле

$$Э_{а,г} = э_{а,у} M, \qquad (3.37)$$

где $M$ – годовой выпуск продукции в натуральном выражении.

Значение $э_{а,у}$ является интегральным показателем расхода электроэнергии на единицу продукции (например, 1 т проката, один экскаватор, 1 т азотной кислоты, один автомобиль и т. п.). В значение $э_{а,у}$ входит и расход электроэнергии на вспомогательные нужды производств и освещение цехов [18]. Расчет годового расхода активной электроэнергии по (3.37) является контрольным по отношению к расчету по приведенным выше выражениям. При расхождениях этих расчетов более чем на 10% должны быть выяснены причины расхождений и внесены соответствующие коррективы в расчеты.

Годовой расход реактивной энергии для приемников с отстающим током определяют по формулам, аналогичным (3.34) – (3.36), т. е.

$$Э_{р,г} = K_{с,э,р} Q_{см} T_г; \qquad (3.38)$$

$$Э_{р,г} \approx Q_{см}(T_{г1} + K_{з,см2} T_{г2} + K_{з,см3} T_{г3} + K_{з,см4} T_{г4}) K_{пр}; \qquad (3.39)$$

$$Э_{р,г} = Q_р T_{м,р} \text{ или } Э_{р,г} = Э_{а,г} \operatorname{tg} \varphi_г. \qquad (3.40)$$

Значение $T_{м,р}$ находят по отраслевым инструкциям или справочным материалам для соответствующего производства.

Общее годовое количество реактивной энергии, отдаваемой синхронными двигателями и конденсаторами, определяют по формуле

$$Э_{р,г} \approx (Q_{с,д} + Q_{ном,к}) T_г = Q_{к,у} T_г. \qquad (3.41)$$

Годовое число часов работы силовых приемников $T_{г,с}$ зависит от характера производства и технологического процесса и может быть определено из выражения

$$T_{г,с} = (365 - m) n T_{см} K_р - T_{пр}, \qquad (3.42)$$

где $m$ – число нерабочих дней в году; $n$ – число смен; $T_{см}$ – продолжительность смены, ч; $K_р$ – коэффициент, учитывающий время ремонта и другие простои производства, принимаемый равным 0,96 – 0,98; $T_{пр}$ – годовое число часов, на которое сокращена продолжительность работы в предвыходные и предпраздничные дни.

Годовой расход активной энергии для осветительных приемников определяют по формуле

$$Э_{а,о,г} = K_{с,о} P_{ном,о} T_{м,о}, \qquad (3.43)$$

где $T_{м,о}$ – годовое число использования осветительного максимума, значения которого принимают по справочным материалам в зависимости от географической широты местности, числа рабочих смен, продолжительности рабочей недели и назначения осветительной установки (внутреннее, наружное, рабочее или аварийное освещение и т. п.).

# В. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК

## 3.9. ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК

В зависимости от стадии проектирования и места расположения расчетного узла в схеме электроснабжения применяют методы определения электрических нагрузок упрощенные или более точные. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий осуществляют, как правило, в два этапа: стадия проектного задания и стадия рабочих чертежей. На стадии проектного задания предварительный расчет электрических нагрузок производят приближенно на основании данных о суммарной установленной мощности отдельных потребителей (отделения, цеха, корпуса и т. д.). На стадии рабочих чертежей производят окончательный уточненный расчет электрических нагрузок с использованием конкретных данных о единичных приемниках отделений, цехов и т. д.).

Определение расчетных нагрузок выполняют от низших к высшим ступеням системы электроснабжения по отдельным расчетным узлам в сетях напряжением до 1 кВ. На рис. 3.1 представлен участок схемы электроснабжения промышленного предприятия с указанием наиболее характерных узлов, для которых производят расчет электрических нагрузок с целью выбора сечений питающих и распределительных сетей напряжением до 1 кВ и выше, числа и мощности трансформаторов ТП и ГПП, сечений шин распределительных устройств ТП, РП и ГПП, коммутационной и защитной аппаратуры напряжением до 1 кВ и выше и т. п.

В настоящее время в практике проектирования применяют несколько методов определения расчетных (ожидаемых) электрических нагрузок:

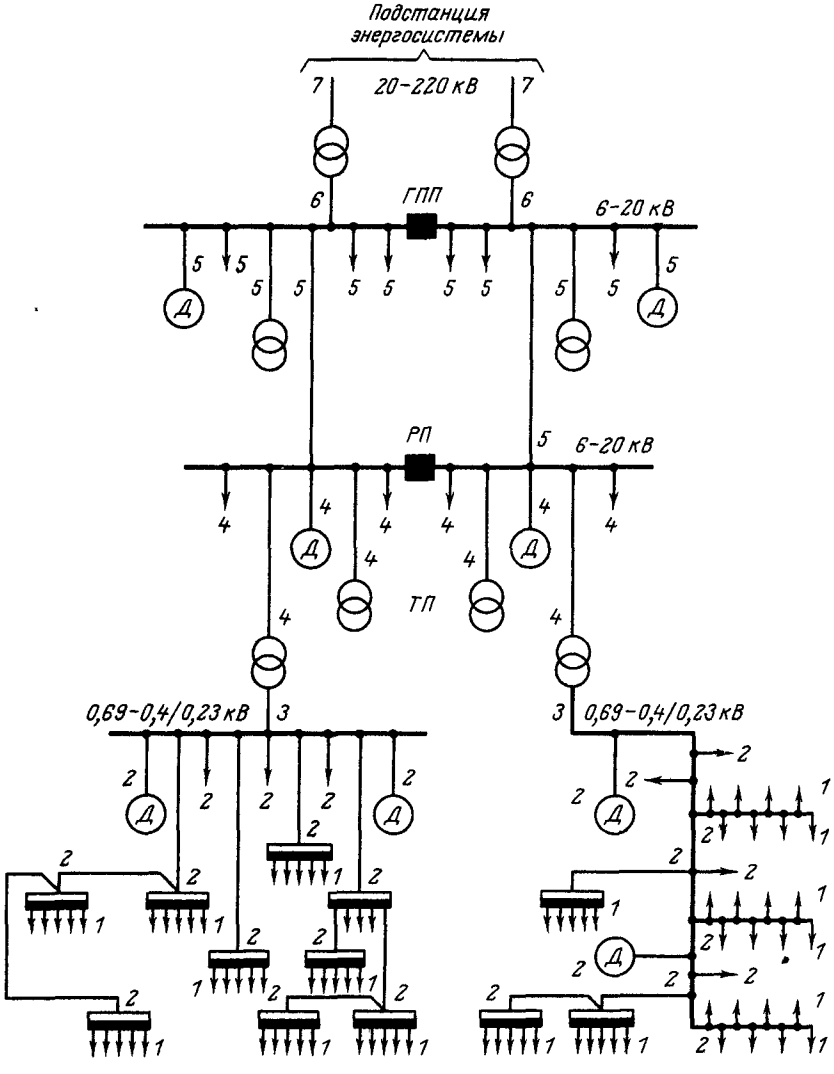



Рис. 3.1. Участок схемы электроснабжения промышленного предприятия с нанесением характерных узлов расчета

1) по установленной мощности и коэффициенту, меньшему единицы,

$$P_{\text{р}} = K_1 P_{\text{ном}}; \qquad (3.44)$$

2) по средней мощности и коэффициенту, большему или равному единице,

$$P_{\text{р}} = K_2 P_{\text{ср}} \qquad (3.45)$$

или путем добавления к средней мощности некоторой величины, характеризующей отклонение расчетной нагрузки от средней,

$$P_{\text{р}} = P_{\text{ср}} + \sigma. \qquad (3.46)$$

К первой группе следует отнести метод определения расчетной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса. Ко второй группе относят следующие методы определения расчетной нагрузки: по средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузки, по средней мощности и коэффициенту максимума нагрузки (метод упорядоченных диаграмм показателей графиков нагрузки), по средней мощности и среднеквадратическому отклонению (статистический метод).

Особую группу составляют методы определения расчетных нагрузок по удельным показателям производства, а именно: по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции при заданном объеме выпуска продукции за определенный период, по удельной нагрузке на единицу производственной площади.

Общие рекомендации по выбору метода определения расчетных электрических нагрузок состоят в следующем:

1) для определения расчетных нагрузок по отдельным группам приемников и узлам напряжением до 1 кВ в цеховых сетях (см. рис. 3.1, поз. *1*, *2*) используют метод упорядоченных диаграмм показателей графиков нагрузок согласно указаниям [16] и статистический метод;

2) для определения расчетных нагрузок на высших ступенях системы электроснабжения, начиная с цеховых шинопроводов или шин цеховых трансформаторных подстанций и кончая линиями, питающими предприятие (см. рис. 3.1, поз. *3* – *7*), применяют методы расчета, основанные на использовании средней мощности и коэффициентов $K_м$, $K_ф$ или среднеквадратического отклонения. В большинстве случаев значения $K_м$ и $K_ф$ находятся в пределах 1,05 – 1,2;

3) при ориентировочных расчетах на высших ступенях системы электроснабжения (рис. 3.1, поз. *3* – *7*) применяют метод расчета по установленной мощности и $K_с$, а в некоторых случаях – по удельным показателям потребления электроэнергии.

Ниже более подробно рассмотрены методы определения расчетных нагрузок, даны указания по возможным областям их применения.

## 3.10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ ПО УДЕЛЬНЫМ ПОКАЗАТЕЛЯМ ПРОИЗВОДСТВА

Для приемников, имеющих практически *постоянный график нагрузки*, расчетную нагрузку, совпадающую со средней, рекомендуется определять по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции при заданном объеме выпуска продукции за наиболее загруженную смену ($M_{см}$)

$$P_р = P_{см} = \frac{M_{см} э_{а,у}}{T_{см}}. \qquad (3.47)$$

При наличии данных об удельных расходах электроэнергии на единицу продукции в натуральном выражении $э_{а,у}$ и годовом объеме выпускаемой продукции $M$ цеха или предприятия в целом расчетную нагрузку вычисляют по формуле

$$P_р = \frac{э_{а,у} M}{T_{м,а}}. \qquad (3.48)$$

Определение расчетной нагрузки по удельной мощности на единицу производственной площади производят по формуле

$$P_р = p_0 F, \qquad (3.49)$$

где $F$ – площадь размещения приемников группы, м$^2$; $p_0$ – удельная расчетная мощность 1 м$^2$ производственной площади (аналогично $s_0$), кВт/м$^2$.

Формула (3.49) применима для определения расчетной нагрузки по всему цеху в целом, но для $p_0$ должно быть принято среднее значение ее, определенное по опытным значениям нагрузок в целом для аналогичных цехов. Расчетные удельные нагрузки зависят от рода производства и выявляются по статистическим данным.

## 3.11. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ ПО УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТУ СПРОСА

Для группы однородных по режиму работы приемников расчетную нагрузку определяют из выражений

$$\left.\begin{aligned} P_р &= K_с P_{ном}; \\ Q_р &= P_р \operatorname{tg}\varphi; \\ S_р &= \sqrt{P_р^2 + Q_р^2} = P_р/\cos\varphi, \end{aligned}\right\} \qquad (3.50)$$

где $K_с$ – коэффициент спроса данной характерной группы приемников, принимаемый по справочным материалам; $\operatorname{tg}\varphi$ соответствует характерному для данной группы приемников $\cos\varphi$, определяемому по справочным материалам.

Значение $K_с$ может быть принято также в зависимости от $K_и$ для $K_в$, равного 0,8:

| | | | |
|---|---|---|---|
| $K_и$ . . . | 0,4 | 0,5 | 0,6 |
| $K_с$ . . . | 0,5 | 0,6 | 0,65–0,7 |

*Продолжение*

| | | | |
|---|---|---|---|
| $K_и$ . . . | 0,7 | 0,8 | 0,9 |
| $K_с$ . . . | 0,75–0,8 | 0,85–0,9 | 0,92–0,95 |

Расчетную нагрузку узла системы электроснабжения (цеха, корпуса, предприятия) определяют суммированием расчетных нагрузок $n$ групп приемников, входящих в данный узел, с учетом коэффициента раз-

новременности максимумов нагрузки, т. е. по выражению

$$S_{\text{р, уз}} = \sqrt{\left(\sum_1^n P_{\text{р}}\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{\text{р}}\right)^2}\, K_{\text{р,м}}, \quad (3.51)$$

где $K_{\text{р,м}}$ – коэффициент разновременности максимумов нагрузки отдельных групп приемников, принимаемый в пределах 0,85 – 1 в зависимости от места нахождения данного узла в системе электроснабжения предприятия.

Определение расчетной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса является приближенным методом оценки расчетной нагрузки и поэтому в общем случае может быть рекомендован только для предварительных расчетов узлов системы электроснабжения, включающих значительное количество приемников электроэнергии (отделение, цех, корпус или завод в целом).

## 3.12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ ПО СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ И ПОКАЗАТЕЛЯМ ГРАФИКОВ НАГРУЗОК

Для группы приемников нагрузку определяют по средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузки $K_{\text{ф, а}}$ из следующих выражений:

$$\left.\begin{aligned} P_{\text{р}} &= K_{\text{ф, а}} P_{\text{см}}; \\ Q_{\text{р}} &= K_{\text{ф, р}} Q_{\text{см}} \text{ или } Q_{\text{р}} = P_{\text{р}} \operatorname{tg}\varphi; \\ S_{\text{р}} &= \sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{р}}^2}. \end{aligned}\right\} \quad (3.52)$$

Следовательно, по данному методу расчетную нагрузку принимают равной среднеквадратической, т. е. $P_{\text{р}} = P_{\text{ск}}$; $Q_{\text{р}} = Q_{\text{ск}}$.

В общем случае для группы приемников с длительным режимом работы зависимость $K_{\text{ф, а}}$ от показателей режима работы и приведенного числа приемников группы определяется уравнением (3.17). Поэтому (3.52) может быть рекомендована для определения расчетных нагрузок цеховых шинопроводов, на шинах низшего напряжения цеховых трансформаторных подстанций, на шинах РП, ГРП, ГПП при достаточно равномерных графиках нагрузок, когда $K_{\text{ф, а}} = 1 \div 1{,}2$. При расчете нагрузок отдельных узлов системы электроснабжения проектируемого предприятия коэффициенты формы могут быть приняты по опытным данным для соответствующих узлов системы электроснабжения действующего предприятия, аналогичного проектируемому по технологическому процессу и производительности.

На действующих предприятиях при ритмичной работе коэффициент формы определяют за несколько дней по (3.17) и принимают его среднее значение. Для предприятий, работающих неритмично, коэффициент формы определяют за характерные сутки. Когда коэффициент формы графика нагрузки опытным путем установить трудно, можно с достаточной точностью полагать $K_{\text{ф, а}} = 1{,}1 \div 1{,}2$; при этом $K_{\text{ф, а}}$ уменьшается по направлению от низших к высшим ступеням системы электроснабжения.

По статистическому методу расчетную нагрузку группы приемников определяют двумя интегральными показателями: средней нагрузкой $P_T$ и среднеквадратическим отклонением (уклонением) $\sigma_T$ по формуле

$$P_{p,T} = P_T \pm \beta\sigma_T, \quad (3.53)$$

где $\beta$ – принятая кратность меры рассеяния (уклонения), а индекс $T$ указывает на отношение величины к длительности интервала осреднения нагрузки [17].

Выражение (3.53) принято согласно закону нормального распределения, который можно считать справедливым, начиная с $n_{\text{п}} = 6 \div 8$, при установившемся технологическом режиме.

В наиболее общем случае для групп приемников различной мощности (3.53) может быть определено в виде

$$P_{p,T} = (K_{\text{и},T} + K_{\text{о},T}) P_{\text{ном}}, \quad (3.54)$$

где $K_{\text{и},T}$ – расчетный коэффициент использования для данной группы приемников, принимаемый равным $(1{,}15 \div 1{,}3) K_{\text{и}}$; $K_{\text{о},T}$ – коэффициент отклонения для максимума продолжительностью $T$, определяемый выражением

$$K_{\text{о},T} = \frac{0{,}75 - 0{,}63 K_{\text{и},T}}{\sqrt{\alpha n_{\text{п}}}}, \quad \alpha = \frac{T}{30} \quad (3.55)$$

или по кривым [17] $K_{\text{о},T} = f(\alpha n_{\text{п}})$.

По методу упорядоченных диаграмм, который положен в основу [16], расчетную нагрузку (получасовой максимум) на всех ступенях системы электроснабжения определяют по средней мощности и коэффициенту максимума из выражений

$$\left.\begin{aligned} P_{\text{р}} &= K_{\text{м}} K_{\text{и}} P_{\text{ном}} = K_{\text{м}} P_{\text{см}}; \\ Q_{\text{р}} &= 1{,}1 Q_{\text{см}} = 1{,}1 P_{\text{см}} \operatorname{tg}\varphi \text{ при } n_{\text{п}} \leqslant 10; \\ Q_{\text{р}} &= Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \operatorname{tg}\varphi \text{ при } n_{\text{п}} > 10. \end{aligned}\right\} \quad (3.56)$$

Коэффициент максимума $K_{\text{м}}$ при длительности интервала осреднения 30 мин

определяют по кривым $K_м = f(n_п)$ или табл. 3.2 при известных значениях $K_и$ и $n_п$ ($n_п \geqslant 4$).

Когда расчетная нагрузка должна быть пересчитана на максимум другой, большей продолжительности ($T > 30$ мин), необходим пересчет коэффициента максимума по формуле

$$K_{м,T} = 1 + \frac{K_м - 1}{\sqrt{2T}}. \qquad (3.57)$$

При небольшом приведенном числе приемников ($n_п < 4$) расчетную нагрузку определяют упрощенными способами:

при $n \leqslant 3$

$$P_р = \sum_1^n p_{ном};\ Q_р = \sum_1^n p_{ном} \operatorname{tg} \varphi_{ном}; \qquad (3.58)$$

при $n > 3$ и $n_п < 4$

$$P_р = \sum_1^n p_{ном} k_з;\ Q_р = \sum_1^n p_{ном} k_з \operatorname{tg} \varphi_{ном}. \qquad (3.59)$$

Для групп приемников длительного режима работы практически с постоянным графиком нагрузки ($K_и \geqslant 0{,}6$; $K_{з.г} \geqslant 0{,}9$) коэффициент максимума может быть принят равным единице и, следовательно,

$$P_р = P_{см} \text{ и } Q_р = Q_{см} = P_{см} \operatorname{tg} \varphi. \qquad (3.60)$$

Расчетную нагрузку группы осветительных приемников принимают равной средней мощности освещения за наиболее загруженную смену (3.32).

## 3.13. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК УЗЛОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

*Определение расчетной нагрузки* отдельных узлов системы электроснабжения промышленного предприятия, включающих в общем случае разнородные силовые и осветительные приемники, рекомендуется производить по средней мощности и коэффициенту максимума или коэффициенту формы.

При определении расчетных нагрузок отдельных узлов системы электроснабжения в сетях до 1 кВ (силовые шкафы, шинопроводы, радиальные и магистральные линии, питающие различные группы приемников) применяют приведенные ниже методики расчета.

1) Расчетные нагрузки (активная, реактивная, полная) узла, включающего несколько групп трехфазных приемников с переменным графиком нагрузки и разными режимами работы [различные значения $K_и$ и $\cos\varphi$, нагрузки которых найдены по (3.56)], определяют по суммарной средней мощности за наиболее загруженную смену и коэффициенту максимума из выражений

$$\left.\begin{aligned} P_{р,уз} &= K_м \sum_1^n P_{см,гр,i}; \\ &\text{при } n_п \leqslant 10 \\ Q_{р,уз} &= 1{,}1 \sum_1^n Q_{см,гр,i}; \\ &\text{при } n_п > 10 \\ Q_{р,уз} &= \sum_1^n Q_{см,гр,i}; \\ S_{р,уз} &= \sqrt{P_{р,уз}^2 + Q_{р,уз}^2}, \end{aligned}\right\} \qquad (3.61)$$

где $P_{р,уз}$, $Q_{р,уз}$, $S_{р,уз}$ – расчетные активная, реактивная и полная мощности узла; $P_{см,гр,i}$, $Q_{см,гр,i}$ – средние активная и реактивная мощности за наиболее загруженную смену $i$-й группы узла; $n$ – число групп приемников в узле; $n_п$ – приведенное число групп приемников узла в целом; $K_м$ – коэффициент максимума нагрузки, определяемый по табл. 3.2 в зависимости от средневзвешенного значения $K_{и,уз}$ и $n_п$ для узла в целом; при необходимости значение $K_м$ может быть пересчитано на длительность $T > 30$ мин по (3.57); $K_{и,уз}$ для узла определяют по формуле, аналогичной (3.14), т. е.

$$K_{и,уз} = \sum_1^n P_{см,гр,i} \Big/ \sum_1^n P_{ном,гр,i}. \qquad (3.62)$$

2) Если в узле системы электроснабжения имеются и группы приемников практически с постоянным графиком нагрузки, то расчетную нагрузку узла (активную и реактивную) определяют алгебраическим сложением расчетной нагрузки приемников с переменным графиком нагрузок (3.61) и средней (она же и расчетная) нагрузки за наиболее загруженную смену приемников практически с постоянным графиком нагрузок из выражений

$$\left.\begin{aligned} P_{р,уз} &= K_м \sum_1^n P_{см,гр,i} + \sum_1^m P_{см,гр,j}; \\ &\text{при } n_п \leqslant 10 \\ Q_{р,уз} &= 1{,}1 \sum_1^n Q_{см,гр,i} + \sum_1^m Q_{см,гр,j}; \\ &\text{при } n_п > 10 \\ Q_{р,уз} &= \sum_1^n Q_{см,гр,i} + \sum_1^m Q_{см,гр,j}, \end{aligned}\right\} \qquad (3.63)$$

где $m$ – число групп приемников с мало изменяющимся графиком нагрузки.

3) Расчетные нагрузки узла системы электроснабжения, включающего несколько групп однофазных приемников с разными режимами работы, равномерно распределенных по фазам трехфазной сети, определяют по (3.61).или (3.62), так как однофазные приемники рассматривают как трехфазные приемники эквивалентной номинальной мощности.

4) Расчетные нагрузки узла системы электроснабжения, включающего группы трехфазных и однофазных приемников с переменным и постоянным графиком нагрузок (наиболее общий случай), определяют из выражений, аналогичных (3.63).

5) При определении расчетной нагрузки в сетях напряжением до 1 кВ по трансформатору или подстанции в целом используют методики расчета, аналогичные изложенным выше, но при этом отдельно определяют расчетные нагрузки силовых приемников, освещения и конденсаторов, установленных на стороне низшего напряжения, и их значения алгебраически суммируют.

Расчетные нагрузки отдельных узлов системы электроснабжения напряжением выше 1 кВ (РП, ГПП и др.), к которым кроме цеховых трансформаторов подключены отдельные приемники (например, двигатели, печи), определяют по методике, изложенной для сетей напряжением до 1 кВ, без применения каких-либо понижающих коэффициентов.

Порядок расчета рекомендуется следующий:

1) Для групп силовых приемников с переменным графиком нагрузки напряжением до 1 кВ и выше суммируют количество фактически установленных рабочих приемников узла, номинальные мощности и средние нагрузки приемников узла; выбирают номинальную мощность наибольшего приемника (таким, как правило, будет приемник напряжением выше 1 кВ), вычисляют средневзвешенный коэффициент использования активной нагрузки рассматриваемых групп приемников узла; определяют $n_{\text{п}}$ и $K_{\text{м}}$ или $K_{\text{ф}}$, а затем $P_{\text{р}}$ и $Q_{\text{р}}$.

2) При наличии в узле групп приемников практически с постоянным графиком нагрузки напряжением до 1 кВ и выше суммарные данные о их числе, номинальной мощности и средних (расчетных) нагрузках записывают ниже соответствующих данных групп приемников с переменным графиком нагрузки.

3) Подводят итоги по числу, номинальной мощности, средним и расчетным нагрузкам всех силовых приемников (с переменным и практически постоянным графиком нагрузки) напряжением до 1 кВ и выше рассматриваемого узла.

4) Суммируют установленные мощности, средние и расчетные нагрузки осветительных приемников узла.

5) Суммируют номинальные мощности, средние и расчетные нагрузки компенсирующих устройств напряжением до 1 кВ и выше (батарей конденсаторов), если последние намечены к установке в данном узле.

6) Суммируют средние и расчетные активные и реактивные потери мощности в рабочих трансформаторах, входящих в рассматриваемый узел.

7) Подводят итоги по числу силовых приемников, номинальной мощности, средним и расчетным нагрузкам всех потребителей электроэнергии рассматриваемого узла системы электроснабжения напряжением выше 1 кВ.

При наличии на предприятии крупных приемников с резкопеременным графиком нагрузки (например, прокатных станов, мощных электропечей и др.) расчетную силовую нагрузку по предприятию в целом определяют суммированием расчетной нагрузки этих крупных приемников с расчетной нагрузкой прочих приемников предприятия.

## 3.14. НЕКОТОРЫЕ СООБРАЖЕНИЯ ПО УЧЕТУ РОСТА НАГРУЗОК

В предыдущих параграфах дана методика расчета электрических нагрузок $S_{\text{р}}$, соответствующих расчетной производственной мощности предприятия к моменту его пуска. Опыт показывает, что электрические нагрузки предприятий непрерывно растут. От правильной оценки электрических нагрузок зависит рациональность схемы электроснабжения и всех ее элементов. Неучет роста нагрузок приводит к нарушению оптимальных параметров сети. Обследование предприятий различных отраслей промышленности и обработка данных на основе теории вероятностей и математической статистики показали, что в большинстве случаев рост максимальных нагрузок достаточно точно описывается линейным законом

$$S(t) = S_{\text{р}}(1 + \alpha_1 t), \quad 0 < t < T, \qquad (3.64)$$

где $S_{\text{р}}$ – расчетная мощность к моменту пуска предприятия; $S(t)$ – расчетная мощность

через $t$ лет; $\alpha_1$ – коэффициент годового роста максимальных (расчетных) нагрузок; $[0, T]$ – период времени, в течение которого оценивают рост нагрузок (расчетное время).

Коэффициент роста нагрузок колеблется от 0,03 до 0,1. Зная нагрузки для любого года расчетного периода $T$, можно по выбранной методике найти параметры элементов систем электроснабжения промышленных предприятий, время и вид последующей реконструкции при проектировании на перспективу.

РАЗДЕЛ ЧЕТВЕРТЫЙ

# ОСНОВЫ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

## 4.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

При решении задач оптимизации промышленного электроснабжения возникает необходимость сравнения большого количества вариантов. Многовариантность задач промышленной энергетики обусловливает проведение технико-экономических расчетов (ТЭР), целью которых является определение оптимального варианта схемы, параметров электросети и ее элементов. Важность этого положения объясняется тем, что более одной трети всех суммарных капиталовложений в стране расходуют на добычу, переработку, транспортировку и хранение энергетических ресурсов и генерирование, передачу, распределение и потребление всех видов энергии в народном хозяйстве.

Технико-экономические расчеты выполняют для выбора:

1) рациональной с точки зрения технико-экономических показателей схемы электроснабжения цехов и предприятия в целом;

2) технически и экономически обоснованного числа, мощности и режима работы трансформаторов главной понизительной и цеховых подстанций;

3) рациональных напряжений в схеме, определяющих размеры капиталовложений, расход цветного металла, потери электроэнергии и эксплуатационные расходы;

4) электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих устройств;

5) сечений проводов, шин и жил кабелей в зависимости от ряда технических и экономических факторов;

6) целесообразной мощности собственных электростанций и генераторных установок в случае их необходимости;

7) трасс и способов прокладки электросетей с учетом коммуникаций энергохозяйства в целом;

8) экономически целесообразных средств компенсации реактивной мощности и мест размещения компенсирующих устройств.

В настоящее время основным документом, в котором обобщены и методически оформлены руководящие указания по экономическим расчетам в области промышленной энергетики, является «Методика технико-экономических расчетов в энергетике» [19]. В соответствии с этими материалами основным критерием, позволяющим рекомендовать данное техническое решение, является его экономическая эффективность. Проведение технико-экономических расчетов (ТЭР) требует выполнения большого количества трудоемких вычислений, поэтому при выполнении ТЭР в электроснабжении промышленных предприятий широко применяют ЭВМ.

## 4.2. МЕТОДИКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

В соответствии с «Методикой технико-экономических расчетов в энергетике» оптимальным из сравниваемых вариантов считают вариант, обеспечивающий минимум приведенных затрат, т. е. $З = \min$.

При ТЭР систем промышленного электроснабжения должны соблюдаться определенные условия сопоставимости вариантов:

1) технические, при которых сравнивают только взаимозаменяемые варианты при оптимальных режимах работы и оптимальных параметрах, характеризующих каждый рассматриваемый вариант;

2) экономические, при которых расчет сравниваемых вариантов ведут применительно к одинаковому уровню цен и одинаковой достижимости принятых уровней развития техники с учетом одних и тех же экономиче-

ских показателей, характеризующих каждый рассматриваемый вариант.

После приведения к сопоставимому виду для каждого варианта определяют капитальные вложения, эксплуатационные расходы и суммарные приведенные затраты в соответствии с формулами, приведенными ниже.

При разной надежности сравниваемых вариантов необходимо дополнительно учитывать математическое ожидание народнохозяйственного убытка от снижения надежности. Каждый рассматриваемый вариант должен соответствовать требованиям, предъявляемым к системам промышленного электроснабжения соответствующими директивными материалами, отраслевыми инструкциями и ПУЭ.

При ТЭР используют укрупненные показатели стоимости (УПС) элементов системы электроснабжения (1 км линии, одного трансформатора, одной камеры РУ и т. д.), а также УПС сооружения подстанций в целом. В УПС не включен ряд статей расхода, и поэтому их, как правило, не принимают для определения реальной стоимости сооружения объекта. На основании этого целесообразно использовать УПС при сравнительных расчетах вариантов, а также расчетах неэнергоемких предприятий, для которых стоимость электрической части мала в общей стоимости сооружения промышленного объекта. Следует иметь в виду, что при сравнении вариантов данные для технико-экономических расчетов следует брать из одного или одинаковых справочных материалов.

**Вновь проектируемые системы электроснабжения.** При единовременных капитальных вложениях $K$ (для сроков строительства до 1 года) и постоянных ежегодных эксплуатационных расходах (издержках производства), связанных с эксплуатацией систем электроснабжения, приведенные годовые затраты определяют по формуле

$$З = k_{н,э}K + C_э, \qquad (4.1)$$

где $k_{н,э}$ – нормативный коэффициент экономической эффективности.

Если сравниваемые варианты отличаются объемом производимой продукции, то удельные приведенные затраты определяют в соответствии с выражением

$$з = \frac{З}{П_н}, \qquad (4.2)$$

где $П_н$ – объем продукции за год нормальной эксплуатации.

При расчетах при постоянных годовых эксплуатационных расходах и сроках строительства более 1 года используют формулы (4.1) и (4.2), но в качестве капитальных вложений принимают их приведенные значения $K_{пр}$, определяемые по формуле

$$K_{пр} = \sum_{t=1}^{T_с} K_t(1 + k_{н,п})^{T_с - t}, \qquad (4.3)$$

где $T_с$ – период строительства в годах; $K_t$ – капитальные вложения за $t$-й год строительства; $t$ – текущие значения лет строительства; $k_{н,п}$ – нормативный коэффициент приведения разновременных затрат, учитывающих потери от затормаживания капитальных вложений в незавершенное строительство, равный 0,1.

Формулу (4.3) более подробно можно представить следующим образом:

$$K_{пр} = K_1(1 + k_{н,п})^{T_с - 1} + K_2(1 + k_{н,п})^{T_с - 2} + \ldots$$
$$\ldots + K_{T_с - 1}(1 + k_{н,п}) + K_{T_с}. \qquad (4.4)$$

С учетом (4.3) выражение (4.1) записывают в виде

$$з = k_{н,э}\sum_{t=1}^{T_с} K_t(1 + k_{н,п})^{T_с - t} + C_э. \qquad (4.5)$$

Если капитальные вложения и ежегодные эксплуатационные расходы изменяются по годам расчетного периода $T$, за пределами которого рассматриваемые промышленные объекты не требуют капитальных вложений, а ежегодные эксплуатационные расходы остаются практически постоянными для каждого сравниваемого варианта, (4.1) принимает вид

$$З_T = k_{н,э}\sum_{t=1}^{T}(K_t + C_{э,t})(1 + k_{н,п})^{\tau - t} +$$
$$+ C_{э,н,э}(1 + k_{н,п})^{\tau - T}, \qquad (4.6)$$

где $K_t$, $C_{э,t}$ – капитальные вложения и эксплуатационные расходы в $t$-й год расчетного периода; $C_{э,н,э}$ – ежегодные эксплуатационные расходы при нормальной эксплуатации после завершения строительства; $\tau$ – любой год, к которому могут быть приведены все затраты на строительство.

Абсолютное значение приведенных затрат $З_T$, вычисленное по (4.6), при изменении года приведения умножают на одинаковый для всех рассматриваемых вариантов множитель. Поэтому выбор года приведения не влияет на соотношение затрат, а также на выбор варианта. Формула (4.6) имеет место при сооружении системы промышленного электроснабжения отдельными очередями.

При $\tau = T$ (4.6) преобразуют следующим образом:

$$З_T = k_{н,э}\sum_{t=1}^{T}(K_t + C_{э,t})(1 + k_{н,п})^{T-t} + C_{э,н,э}. \quad (4.7)$$

Аналогично (4.4) выражение (4.7) может быть записано по годам расчетного периода

$$З_T = [k_{н,э}(K_1 + C_{э1})(1 + k_{н,п})^{T-1} + k_{н,э}(K_2 + C_{э2})(1 + k_{н,п})^{T-2} + \ldots + k_{н,э}(K_{T-1} + C_{э(T-1)})(1 + k_{н,п}) + k_{н,э}(K_T + C_{э,T})] + C_{э,н,э}. \quad (4.8)$$

При приведении затрат к первому году ($\tau = 0$) формула (4.8) принимает следующий вид:

$$З_T = k_{н,э}(K_1 + C_{э1})\frac{1}{1 + k_{н,п}} + k_{н,э}(K_2 + C_{э2})\frac{1}{(1 + k_{н,п})^2} + \ldots + k_{н,э}(K_{T-1} + C_{э(T-1)})\frac{1}{(1 + k_{н,п})^{T-1}} + k_{н,э}(K_T + C_{э,T})\frac{1}{(1 + k_{н,п})^T} + C_{э,н,э}\frac{1}{(1 + k_{н,п})^T}. \quad (4.9)$$

Эксплуатационные расходы для каждого года расчетного периода определяют по (4.12).

## 4.3. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

При проектировании промышленного предприятия производят выбор наиболее целесообразного варианта его выполнения на основе всестороннего анализа технических и экономических показателей. К техническим показателям относят надежность, удобство эксплуатации, долговременность сооружения, объем текущих и капитальных ремонтов, степень автоматизации и т. д. Основными экономическими показателями являются капитальные вложения (затраты) и ежегодные эксплуатационные (текущие) расходы. Только сопоставление и анализ всех технико-экономических показателей, характеризующих возможные варианты, позволяет произвести выбор наилучшего решения.

В соответствии с существующей методикой технико-экономических расчетов в качестве основного метода оценки экономичности рекомендуют метод срока окупаемости, соизмеряющий капитальные вложения с эксплуатационными расходами (издержками производства). Экономические (стоимостные) показатели в большинстве случаев являются решающими при технико-экономических расчетах. Однако, если рассматриваемые варианты равноценны в отношении стоимостных показателей, предпочтение отдают варианту с лучшими техническими показателями. При этом необходимо иметь в виду, что выводы из экономических сопоставлений необходимо производить с учетом вероятной погрешности результатов расчетов, которая определяется неточностью исходных данных, использованием укрупненных показателей и т. д.

При экономических расчетах для сравнения двух вариантов используют метод срока окупаемости $T_{ок}$, лет,

$$T_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{C_{э1} - C_{э2}}, \quad (4.10)$$

где $K_1$, $K_2$ – капитальные вложения в вариантах 1 и 2; $C_{э1}$, $C_{э2}$ – ежегодные эксплуатационные расходы, тыс. руб/год, в тех же вариантах.

При рассмотрении трех и более вариантов используют формулу приведенных затрат (4.1). При проектировании или реконструкции систем промышленного электроснабжения может оказаться, что технические решения должны обосновываться с технико-экономической стороны в результате рассмотрения двух и более вариантов.

**Решение, принимаемое на основании рассмотрения двух вариантов.** В этом случае используют метод срока окупаемости, математическая интерпретация которого дана формулой (4.10). Указанная методика дает ответ на вопрос, что выгоднее в данных конкретных условиях: вариант 1 с бóльшими капиталовложениями, но меньшими ежегодными эксплуатационными расходами $K_1 > K_2$; $C_{э1} < C_{э2}$ или вариант 2 с меньшими капиталовложениями, но бóльшими ежегодными эксплуатационными расходами. Значение $T_{ок}$ определяет период, в течение которого возмещаются дополнительные капиталовложения по более капиталоемкому варианту за счет экономии, получаемой на ежегодных эксплуатационных расходах.

Величину, обратную сроку окупаемости, $1/T_{ок}$ называют коэффициентом сравнительной экономической эффективности $k_э$. Он показывает, какова относительная ежегодная экономия эксплуатационных расходов в расчете на каждый рубль дополнительных капи-

таловложений по более дорогому варианту. Эффективность использования дополнительных капиталовложений тем выше, чем больше $k_э$.

Экономически целесообразный срок окупаемости называют нормативным сроком окупаемости $T_н$, отношение $1/T_н = k_{н,э}$ – нормативным коэффициентом экономической эффективности. Для расчетов в энергетике этот коэффициент принят равным 0,12. Вычисленный по (4.10) срок окупаемости $T_{ок}$ сравнивают с нормативным $T_н$. При $T_{ок} = T_н$ сравниваемые варианты считают равноэкономичными; при $T_{ок} < T_н$ экономичным будет вариант с большими капиталовложениями и меньшими годовыми эксплуатационными расходами; при $T_{ок} > T_н$ экономичнее будет вариант с меньшими капитальными вложениями и большими годовыми эксплуатационными расходами.

При сравнении двух вариантов не всегда возникает необходимость в использовании метода срока окупаемости. Так, например, если один вариант имеет меньшие ежегодные эксплуатационные расходы и требует меньших капиталовложений ($C_{э1} < C_{э2}$; $K_1 < K_2$), то он является экономически более выгодным; сюда относят также и случаи, когда сравниваемые варианты имеют одинаковые ежегодные эксплуатационные расходы, но разные капиталовложения, или наоборот, т. е. $K_1 = K_2$, $C_{э1} \gtrless C_{э2}$; $C_{э1} = C_{э2}$, $K_1 \gtrless K_2$.

Метод срока окупаемости имеет следующие недостатки:

1) значительный объем расчетов при попарном сопоставлении большого числа вариантов, что влечет очень большой объем расчетных работ;

2) искаженное представление об относительной экономической эффективности рассматриваемых вариантов при незначительной разнице в капиталовложениях и соответственно в ежегодных эксплуатационных расходах. Так, например [20], при $K_1 = 20$ тыс. руб.; $K_2 = 19{,}5$ тыс. руб.; $C_{э1} = 2$ тыс. руб.; $C_{э2} = 2{,}01$ тыс. руб.

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{C_{э2} - C_{э1}} = \frac{20 - 19{,}5}{2{,}01 - 2} = 50 \text{ лет}.$$

При нормальном рассмотрении результата можно сказать, что вариант 1 экономически значительно хуже варианта 2. Однако из сопоставления исходных данных видно, что сравниваемые варианты практически равноценны, так как разница между ними находится в пределах погрешностей расчетов.

Расчет по (4.1) дает следующее:

$$З_1 = 2 + 0{,}12 \cdot 20 = 4{,}4 \text{ тыс. руб.};$$

$$З_2 = 2{,}01 + 0{,}12 \cdot 19{,}5 = 4{,}35 \text{ тыс. руб.},$$

что говорит о практической равноэкономичности вариантов 1 и 2.

При технико-экономических расчетах учитывают все составляющие затрат в составе капитальных вложений: затраты на строительство новых объектов, расширение и реконструкцию уже действующих, приобретение оборудования, передачу части оборудования на другой объект и т. д. Ежегодные эксплуатационные расходы в системах промышленного электроснабжения определяются затратами на потери электроэнергии $C_п$, содержание обслуживающего персонала и текущий ремонт $C_{о,п}$, амортизацию $C_а$, топливо, материалы, сырье $C_м$ (вспомогательные расходы).

Годовые амортизационные отчисления состоят из отчислений на реновацию и капитальный ремонт, т. е.

$$C_а = C_р + C_{к,р}. \qquad (4.11)$$

Реновация представляет собой полное восстановление основных фондов (первичной стоимости объекта) за естественный срок службы. В СССР для возобновления изнашивающихся фондов (оборудования, зданий, сооружений) создан специальный амортизационный фонд. Действующие плановые государственные нормы амортизации обеспечивают накопление денежных средств, необходимых для финансирования капитального ремонта, и возмещение изношенных основных фондов предприятий. Расходы на содержание обслуживающего персонала и текущий ремонт, а также вспомогательные расходы разных вариантов чаще всего одинаковы или настолько близки, что их можно не включать при сопоставлении вариантов.

Таким образом, сравниваемые ежегодные эксплуатационные расходы $C_э$ рассматриваемых вариантов определяют суммой

$$C_э = C_п + C_а. \qquad (4.12)$$

С учетом (4.12) выражение (4.10) преобразуют следующим образом:

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{C_{э2} - C_{э1}} = \frac{K_1 - K_2}{C_{п2} + C_{а2} - C_{п1} - C_{а1}},$$

или

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{C_{п2} - C_{п1} - (C_{а1} - C_{а2})}. \qquad (4.13)$$

Если учесть, что $C_а = k_а K$, где $C_а$ – годовые амортизационные отчисления; $K$ – капиталовложения; $k_а$ – коэффициент амор-

тизационных отчислений, то (4.13) при одинаковом значении $k_а$ преобразуют

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{-C_{п1} + C_{п2} - k_а(K_1 - K_2)} = \frac{\Delta K}{\Delta C_п - k_а \Delta K},$$

или

$$T_{ок} = \frac{1}{\Delta C_п / \Delta K - k_а}. \quad (4.14)$$

Зависимость (4.14) выражают графически (рис. 4.1).

Кривые построены для коэффициентов амортизационных отчислений, имеющих место в энергетических установках и находящихся в пределах от 0,03 (для кабельных линий) до 0,1 (для оборудования подстанций). Кривые на рис. 4.1 показывают, что увеличение срока окупаемости сверх 7 – 8 лет дает весьма малое относительное снижение эксплуатационных расходов на каждый рубль дополнительных капиталовложений, чем оправдывается целесообразность действующего значения нормативного срока окупаемости в энергетике, равного 8 годам.

**Решение, принимаемое на основании рассмотрения трех и более вариантов.** При рассмотрении трех и более вариантов вместо (4.10) целесообразнее использовать выражение (4.1). В § 4.2 приведены основные формулы для расчета приведенных годовых затрат в зависимости от условий ввода промышленного объекта в эксплуатацию (срока ввода, характера изменения капиталовложений и эксплуатационных расходов по годам рассматриваемого периода и т. п.).

При выборе оптимального варианта фактически следует рассматривать некоторую зону оптимальных решений, в пределах которой находятся равноэкономичные варианты. Наличие такой зоны связано прежде всего с неточностью и неполнотой задания исходной информации, погрешностью метода расчета, а также пологим характером зависимости приведенных затрат вблизи оптимума. Следует учитывать также, что при технико-экономических расчетах в энергетике наряду с детерминированной используют вероятностную исходную информацию (ожидаемые электрические нагрузки, характеристики оборудования и т. д.). Поэтому целесообразнее говорить о минимуме математического ожидания приведенных годовых затрат как о критерии оптимальности сравниваемых вариантов.

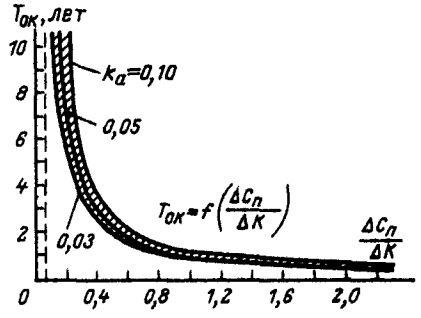



Рис. 4.1. Зависимость срока окупаемости от отношения разницы в стоимости потерь электроэнергии к разнице в капитальных затратах двух рассматриваемых вариантов

Действующие нормы амортизационных отчислений были определены без учета, что эти отчисления до момента расходования их по прямому назначению используют на других участках народного хозяйства. С учетом последнего, а также требования, чтобы сумма отчислений на реновацию за весь срок службы объекта и доход от нее, который может быть получен в результате использования этих средств на других участках народного хозяйства, равнялись первоначальным капитальным вложениям в данный объект, т. е. обеспечивали простое воспроизводство его; амортизационные отчисления на реновацию определяют по формуле

$$C_р = k_{а,р} K_{ос} = \frac{k_{н,э} K_{ос}}{(1 + k_{н,э})^{100/B} - 1}, \quad (4.15)$$

где $K_{ос}$ – капитальные вложения в основные производственные фонды, которые для технико-экономических расчетов определяют как разность между объемом финансирования на данный год и размером реализуемых в том же году возвратных сумм, включающих стоимость сооружений и оборудования, которые передают другим ведомствам в постоянное пользование и реализуют по ценам с учетом физического и морального износа; $k_{а,р}$ – приведенный коэффициент амортизационных отчислений на реновацию; $B$ – действующая норма амортизационных отчислений на реновацию, %; $100/B$ – срок службы оборудования.

Для тех видов основных фондов, по которым отсутствуют утвержденные нормы амортизационных отчислений, в (4.15) вместо величины $100/B$ подставляют срок службы $t_{сл}$ данного оборудования или установки. Для объектов со сроком службы 30 лет

Таблица 4.1. **Нормы амортизационных отчислений на основное электрооборудование и электрические линии**

| Сооружения | Норма амортизационных отчислений $k_{а,р}$, % |
|---|---|
| Воздушные линии: | |
| на металлических или железобетонных опорах на напряжение: | |
| до 20 кВ | 3,5 |
| 35–150 кВ | 2,8 |
| 220 кВ и выше | 2,4 |
| на опорах из пропитанной древесины на напряжение: | |
| до 20 кВ | 6,6 |
| 35–150 кВ | 5,3 |
| на деревянных опорах с железобетонными пасынками на напряжение: | |
| до 20 кВ | 5,3 |
| 35–150 кВ | 4,2 |
| Кабельные линии: | |
| проложенные в земле и под водой, на напряжение: | |
| до 10 кВ | 3 |
| 35 кВ | 4,1 |
| 110 кВ | 2,2 |
| проложенные в помещении или на открытом воздухе, на напряжение: | |
| до 10 кВ | 2,4 |
| 35 кВ | 3,3 |
| Распредустройства и подстанции | 6,3 |
| Токопроводы на напряжение 6–10 кВ | 3 |
| Батареи конденсаторов | 7,5 |
| Электродвигатели мощностью: | |
| до 100 кВт | 10,2 |
| выше 100 кВт | 7,4 |

и более отчисления на реновацию можно не учитывать. Сумму амортизационных отчислений на капитальный ремонт определяют в соответствии с утвержденными нормами.

В экономических расчетах в энергетике используют нормы амортизационных отчислений на отдельные виды оборудования, составленные с учетом сроков службы и интенсивности их использования. В табл. 4.1 приведены нормы амортизационных отчислений основных фондов энергетических предприятий. В (4.15) используют приведенную норму амортизационных отчислений на реновацию. Это связано с тем, что до момента расходования их на приобретение нового оборудования взамен изношенного их используют на других участках народного хозяйства и получают доход. Исходя из этого можно было бы определить также приведенную норму амортизационных отчислений на капитальный ремонт. Однако с целью упрощения расчетов используют обычно действующую норму этих отчислений.

В системах электроснабжения промышленных предприятий, как правило, все объекты сооружают в сроки, значительно меньшие чем 1 год, поэтому при расчетах используют (4.1) и (4.2). При технико-экономических расчетах систем электроснабжения с учетом их развития используют (4.5), (4.6).

При ТЭР каждый сравниваемый вариант технических решений должен быть наиболее экономичным с точки зрения параметров, характеризующих данный вариант (напряжение, сечение и длина линий, число трансформаторных подстанций и т. п.). Если сравниваемые варианты различаются по надежности, а также не обеспечивают одинакового качества напряжения у потребителей, то в этих случаях (4.1) будет иметь следующий вид:

$$З = k_{н.э}K + C_э + У_п + У_к, \qquad (4.16)$$

где $У_п$ – вероятный ежегодный убыток (ущерб) от перерывов электроснабжения потребителей; $У_к$ – математическое ожидание убытка от снижения качества напряжения.

Значения $У_п$ и $У_к$ определяют на основании следующих выражений [21]:

$$У_п = Э_н y_c; \qquad (4.17)$$

$$У_к = (k_1 \delta U_{ср} + k_2 \delta U_{ск})\, Э, \qquad (4.18)$$

где $Э_н$ – количество недоотпущенной электроэнергии; $y_c$ – средний удельный убыток; $k_1$, $k_2$ – коэффициенты, зависящие от типа потребителей; $\delta U_{ср}$, $\delta U_{ск}$ – соответственно среднее и среднеквадратическое отклонения напряжения на шинах потребителя за год; Э – количество электроэнергии, потребляемой за год.

Формулы (4.17) и (4.18) приведены в качестве примера и ни в коей мере не имеют директивного характера. Более того, в [22] подчеркивают, что экономическая оценка последствий перерыва электроснабжения по объему недополученной предприятием электроэнергии может быть использована лишь в отдельных случаях.

Народнохозяйственный убыток определяют следующими убытками предприятия:

1) недовыработкой продукции агрегата, цеха, предприятия, комбината, вызывающей повышенный расход на ее компенсацию за счет сверхурочных работ, интенсификацией технологических процессов с повышенными расходами материала, энергии и пр.;

Таблица 4.2. **Основные показатели, характеризующие надежность электрооборудования и линий**

| Элемент оборудования | Параметр потока отказов $\omega$, 1/год | Время восстановления $T_в$, ч | Частота плановых ремонтов $\mu$, 1/год | Продолжительность планового ремонта $T_п$, ч |
|---|---|---|---|---|
| Трансформатор с высшим напряжением, кВ: | | | | |
| 220 | 0,02 | 250 | 1 | 40 |
| 110 | 0,015 | 200 | 1 | 30 |
| 35–20 | 0,02 | 150 | 1 | 30 |
| 6–10 (кабельная сеть) | 0,005 | 100 | 0,5 | 10 |
| 6–10 (воздушная сеть) | 0,05 | 100 | 0,5 | 10 |
| Воздушные линии с АПВ напряжением, кВ: | | | | |
| а) на металлических или железобетонных опорах: | | | | |
| 220 | 0,7 | 16 | 6 | 8 |
| 110 | 1 | 14 | 5 | 8 |
| 35 | 2 | 12 | 5 | 8 |
| б) на деревянных опорах: | | | | |
| 110 | 0,5 | 10 | 7 | 8 |
| 35 | 1,2 | 8 | 6 | 8 |
| 10 | 2 | 5 | 4 | 8 |
| Кабели напряжением, кВ: | | | | |
| 6–10 в грунте | 3 | 40 | 1 | 8 |
| 6–10 в блоках | 0,5 | 5 | 1 | 8 |

2) браком продукции (частично или полностью);

3) порчей оборудования (частично или полностью);

4) расстройством технологического процесса;

5) оплатой простоя рабочим за время перерывов в электроснабжении;

6) оплатой пенсий лицам, лишившимся трудоспособности при несчастных случаях, вызванных перерывами в электроснабжении, оплатой листков временной нетрудоспособности и т. д.

При определении убытка можно использовать данные по повреждениям [23], приведенные в табл. 4.2. Убыток от подачи электроэнергии низкого качества (отклонения от номинальных напряжений и частоты) рассматривают в специальной литературе. Перерывы в электроснабжении определяются прежде всего надежностью питания. Поэтому учет надежности электроснабжения в ТЭР дает возможность более обоснованно выбрать основные параметры системы питания предприятия. При сравнении вариантов различных технических решений по (4.1) считают, что сравниваемые варианты равнонадежны, тогда как во многих случаях такое допущение не соответствует действительности. В настоящее время собран значительный статистический материал для расчета убытков при экономических расчетах в промышленной энергетике. Однако до сих пор отсутствуют директивные материалы по оценке убытков при ТЭР систем промышленного электроснабжения.

## 4.4. УКРУПНЕННЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТОИМОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

При проектировании систем электроснабжения объектов различных отраслей промышленности инженеру-проектировщику необходимо решить комплекс технических вопросов, которые включают в себя выбор схемы питания, определение целесообразной мощности силовых трансформаторов, число трансформаций электрической энергии, выбор напряжений в схеме, рациональное размещение подстанций и источников питания по территории промышленного объекта, определение параметров воздушных и кабельных линий, электрооборудования подстанций и т. д.

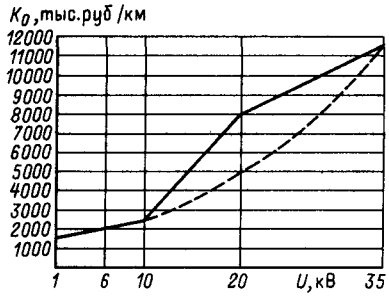



Рис. 4.2. Оптовые цены кабеля марки АСБ (АОСБ) сечением 70 мм$^2$ при различных номинальных напряжениях без стоимости прокладки

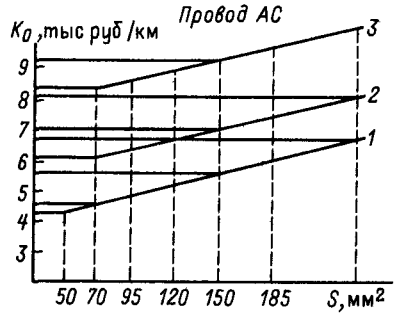



Рис. 4.3. Стоимости одноцепных воздушных линий 35 кВ:

*1* – деревянные одноцепные двухстоечные опоры; *2* – железобетонные опоры; *3* – стальные опоры

Оптимальное решение этих вопросов связано с проведением большого количества технико-экономических расчетов. При этом критерием выбора варианта является минимум годовых приведенных затрат. Капиталовложения сравниваемых вариантов в основном определяются стоимостью элементов, входящих в данный вариант.

Для облегчения работы проектировщиков разработаны и составлены различные укрупненные технико-экономические показатели элементов систем электроснабжения промышленных предприятий. Составление и разработка этих показателей производятся в основном такими проектными институтами, как ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект», ГПИ «Электропроект», ГПИ «Энергосетьпроект» Министерства энергетики и электрификации СССР, ГИПРОкоммунэнерго, их отделами и отделениями, находящимися в различных городах СССР. К сожалению, укрупненные технико-экономические показатели элементов систем электроснабжения промышленных предприятий, приводимые в различных справочных материалах, отличаются друг от друга не только абсолютным значением стоимостей элементов, но и характером их изменения, что видно из рис. 4.2.

При сопоставлении вариантов такие «выбросы» стоимостей не могут иметь места. Случайно выпадающие стоимости носят лишь временный характер, связанный с обстоятельствами, которые не должны приниматься во внимание при проектировании. Проектирование следует производить в сопоставимых условиях, иначе оно превращается не только в волевое, но и в ошибочное решение. Так, например, имеют место факты, когда воздушные линии 110 кВ стоят меньше, чем линии 35 кВ, кабельные линии 20 кВ стоят почти столько же, сколько линии 35 кВ, и т. д.

Следует особо отметить, что новое оборудование, новая техника поставлены «выпадающими» ценами в условия, когда они становятся неконкурентоспособными. На кафедре ЭПП МЭИ проведена работа по упорядочению УТЭП-ЭС[1]. При этом ставилась задача упорядочить стоимости элементов систем электроснабжения так, чтобы они были закономерны и находились в определенных сопоставимых соотношениях (примером тому может служить зависимость стоимости одноцепных воздушных линий 35 кВ марки АС от сечения провода, изображенная на рис. 4.3).

[1] Авторы считают своим долгом выразить благодарность инженерам В М Карпову и М. А Суеркулову за большую и трудоемкую работу по упорядочению УТЭП-ЭС.

## 4.5. ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ

Таблица 4.3. **Технические характеристики проводов**

| Сечение, мм² | А | | АС | | АСО | | АСУ | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Масса, кг/км | Сопротивление, Ом/км | Масса, кг/км | Сопротивление, Ом/км | Масса, кг/км | Сопротивление, Ом/км | Масса, кг/км | Сопротивление, Ом/км |
| 10 | — | — | 36 | 3,12 | — | — | — | — |
| 16 | 44 | 1,98 | 62 | 2,06 | — | — | — | — |
| 25 | 68 | 1,28 | 92 | 1,38 | — | — | — | — |
| 35 | 95 | 0,92 | 150 | 0,85 | — | — | — | — |
| 50 | 136 | 0,64 | 196 | 0,65 | — | — | — | — |
| 70 | 191 | 0,46 | 275 | 0,46 | — | — | — | — |
| 95 | 257 | 0,34 | 386 | 0,33 | — | — | — | — |
| 120 | 322 | 0,27 | 492 | 0,27 | — | — | 530 | 0,28 |
| 150 | 407 | 0,21 | 617 | 0,21 | 559 | 0,21 | 678 | 0,21 |
| 185 | 503 | 0,17 | 771 | 0,17 | 687 | 0,17 | 850 | 0,17 |
| 240 | 656 | 0,132 | 997 | 0,137 | 937 | 0,13 | 1111 | 0,131 |
| 300 | 817 | 0,106 | 1257 | 0,107 | 1098 | 0,108 | 1390 | 0,106 |
| 400 | 1087 | 0,08 | 1660 | 0,08 | 1501 | 0,08 | 1840 | 0,079 |
| 500 | 1376 | 0,063 | — | — | 1836 | 0,065 | — | — |

Примечание. Сопротивление дано при температуре +20 °С.

Таблица 4.4. **Технико-экономические характеристики одноцепных воздушных линий 6—10 кВ**

| Провод | | Потери мощности, кВт/км | Длительно допустимая токовая нагрузка, А | Длина линий на 1 % потери напряжения при полной нагрузке, м | | Общая стоимость, тыс. руб/км | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Марка | Сечение, мм² | | | 6 кВ | 10 кВ | Деревянные опоры | Деревянные опоры с железобетонными приставками | Железобетонные опоры |
| А | 25 | 84 | 135 | 210 | 340 | 1,65 | 1,35 | 1 |
| | 35 | 96 | 170 | 230 | 380 | 1,75 | 1,45 | 1,12 |
| | 50 | 106 | 215 | 260 | 430 | 1,8 | 1,6 | 1,25 |
| | 70 | 116 | 265 | 290 | 490 | 2,15 | 1,83 | 1,45 |
| | 95 | 130 | 320 | 320 | 540 | 2,4 | 2,1 | 1,75 |
| | 120 | 136 | 375 | 360 | 590 | 2,65 | 2,35 | 2 |
| АС | 16 | 82 | 105 | 190 | 316 | 1,65 | 1,38 | 1,17 |
| | 25 | 85 | 130 | 210 | 348 | 1,75 | 1,5 | 1,25 |
| | 35 | 88 | 175 | 230 | 383 | 1,85 | 1,63 | 1,35 |
| | 50 | 113 | 210 | 253 | 422 | 1,97 | 1,75 | 1,5 |
| | 70 | 125 | 265 | 284 | 472 | 2,18 | 1,95 | 1,7 |
| | 95 | 134 | 320 | 315 | 520 | 2,45 | 2,2 | 1,95 |
| | 120 | 140 | 375 | 353 | 570 | 2,7 | 2,45 | 2,2 |

Таблица 4.5. **Технико-экономические характеристики одноцепных воздушных линий 20 кВ**

| Провод | | Потери мощности, кВт/км | Длительно допустимая токовая нагрузка, А | Длина линии на 1 % потери напряжения при полной нагрузке, м | Общая стоимость, тыс. руб/км | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Марка | Сечение, мм² | | | | Деревянные опоры | Деревянные опоры с железобетонными приставками | Железобетонные опоры |
| А | 25 | 84 | 135 | 685 | 1,98 | 2,31 | 2,5 |
| | 35 | 96 | 170 | 775 | 2,09 | 2,43 | 2,6 |
| | 50 | 106 | 215 | 865 | 2,25 | 2,58 | 2,75 |
| | 70 | 116 | 265 | 980 | 2,45 | 2,8 | 2,95 |
| | 95 | 130 | 320 | 1080 | 2,72 | 3,08 | 3,25 |
| | 120 | 136 | 375 | 1190 | 3 | 3,35 | 3,55 |
| | 150 | 146 | 440 | 1270 | 3,31 | 3,66 | 3,85 |

*Продолжение табл. 4.5*

| Провод | | Потери мощности, кВт/км | Длительно допустимая токовая нагрузка, А | Длина линии на 1% потери напряжения при полной нагрузке, м | Общая стоимость, тыс. руб/км | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Марка | Сечение, мм$^2$ | | | | Деревянные опоры | Деревянные опоры с железобетонными приставками | Железобетонные опоры |
| АС | 25 | 85 | 130 | 697 | 2,1 | 2,4 | 2,62 |
| | 35 | 88 | 175 | 767 | 2,23 | 2,5 | 2,72 |
| | 50 | 113 | 210 | 845 | 2,38 | 2,68 | 2,7 |
| | 70 | 125 | 265 | 945 | 2,6 | 2,9 | 3,1 |
| | 95 | 134 | 330 | 1050 | 2,87 | 3,18 | 3,38 |
| | 120 | 140 | 380 | 1170 | 3,15 | 3,45 | 3,67 |
| | 150 | 149 | 445 | 1250 | 3,5 | 3,8 | 4 |

Таблица 4.6. **Технико-экономические характеристики одноцепных воздушных линий 35 кВ**

| Провод | | Потери мощности, кВт/км | Длительно допустимая токовая нагрузка, А | Длина линий на 1% потери напряжения при полной нагрузке, м | Общая стоимость, тыс. руб/км | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Марка | Сечение, мм$^2$ | | | | Деревянные опоры | Железобетонные одноцепные опоры | Стальные одноцепные опоры |
| А | 50 | 106 | 215 | 1510 | 4,05 | — | — |
| | 70 | 116 | 265 | 1720 | 4,3 | 5,9 | 8,22 |
| | 95 | 130 | 320 | 1300 | 4,65 | 6,22 | 8,45 |
| | 120 | 136 | 375 | 2080 | 5 | 6,4 | 8,73 |
| | 150 | 146 | 440 | 2210 | 5,3 | 6,8 | 9,05 |
| | 185 | 152 | 500 | 2400 | 5,82 | 7,22 | 9,52 |
| | 240 | 163 | 590 | 2580 | 6,43 | 7,8 | 10,05 |
| АС | 50 | 113 | 210 | 1480 | 4,3 | — | — |
| | 70 | 125 | 265 | 1650 | 4,85 | 6,1 | 8,4 |
| | 95 | 134 | 330 | 1840 | 4,85 | 6,4 | 8,65 |
| | 120 | 140 | 380 | 2050 | 5,2 | 6,7 | 8,9 |
| | 150 | 149 | 445 | 2190 | 5,55 | 7 | 9,2 |
| | 185 | 161 | 510 | 2340 | 6 | 7,4 | 9,7 |
| | 240 | 176 | 610 | 2560 | 6,65 | 8 | 10,25 |

Таблица 4.7. **Технико-экономические характеристики двухцепных воздушных линий 35 кВ**

| Провод | | Потери мощности на одну цепь, кВт/км | Длительно допустимая токовая нагрузка на одну цепь, А | Длина линий на 1% потери напряжения при полной нагрузке, м | Общая стоимость, тыс. руб/км | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Марка | Сечение, мм$^2$ | | | | Стальные двухцепные с одновременной подвеской двух цепей | Стальные двухцепные с подвеской одной цепи | Железобетонные двухцепные с одновременной подвеской двух цепей | Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи |
| А | 70 | 116 | 265 | 1720 | 12,2 | 10,25 | 10,5 | 8,6 |
| | 95 | 130 | 320 | 1900 | 12,75 | 10,8 | 11,05 | 9,1 |
| | 120 | 130 | 375 | 2080 | 13,25 | 11,38 | 11,6 | 9,65 |
| | 150 | 146 | 440 | 2210 | 14,05 | 12,05 | 12,3 | 10,3 |
| | 185 | 152 | 500 | 2400 | 14,85 | 12,8 | 13 | 11,05 |
| | 240 | 163 | 590 | 2580 | 16,2 | 14 | 14,2 | 12,2 |
| АС | 70 | 125 | 265 | 1650 | 12,4 | 10,45 | 10,7 | 8,8 |
| | 95 | 134 | 330 | 1840 | 13 | 11 | 11,3 | 9,3 |
| | 120 | 140 | 380 | 2050 | 13,6 | 11,55 | 11,85 | 9,85 |
| | 150 | 149 | 445 | 2190 | 14,3 | 12,2 | 12,5 | 10,5 |
| | 185 | 161 | 510 | 2340 | 15,1 | 13 | 13,25 | 11,25 |
| | 240 | 176 | 610 | 2560 | 16,4 | 14,2 | 14,4 | 12,4 |

Таблица 4.8. **Технико-экономические характеристики одноцепных воздушных линий 110 кВ**

| Провод | | Потери мощности, кВт/км | Длительно допустимая токовая нагрузка, А | Длина линий на 1% потери напряжения при полной нагрузке, м | Общая стоимость, тыс руб/км | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Марка | Сечение, мм² | | | | Деревянные одноцепные двухстоечные опоры | Железобетонные одноцепные опоры | Стальные одноцепные опоры |
| А | 70 | 116 | 265 | 5350 | 6 | 7,5 | 10,4 |
| | 95 | 130 | 320 | 5940 | 6,28 | 7,3 | 10,65 |
| | 120 | 136 | 375 | 6500 | 6,5 | 8,1 | 11 |
| | 150 | 146 | 440 | 6900 | 6,9 | 8,4 | 11,3 |
| | 185 | 152 | 500 | 7500 | 7,28 | 8,8 | 11,7 |
| | 240 | 163 | 590 | 8100 | 7,9 | 9,93 | 12,4 |
| АС | 70 | 125 | 265 | 5170 | 6,2 | 7,7 | 10,6 |
| | 95 | 134 | 330 | 5750 | 6,5 | 8 | 10,9 |
| | 120 | 140 | 380 | 6400 | 6,75 | 8,35 | 11,1 |
| | 150 | 149 | 445 | 6850 | 7,1 | 8,6 | 11,5 |
| | 185 | 161 | 510 | 7300 | 7,5 | 9 | 11,9 |
| АСО | 240 | 176 | 610 | 7960 | 8,1 | 9,6 | 12,6 |
| | 300 | 184 | 690 | 8700 | — | 10,3 | 13,25 |

Таблица 4.9. **Технико-экономические характеристики двухцепных воздушных линий 110 кВ**

| Провод | | Потери мощности на одну цепь, кВт/км | Длительно допустимая токовая нагрузка на одну цепь, А | Длина линии на 1% потерь напряжения при полной нагрузке, м | Общая стоимость, тыс. руб/км | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Марка | Сечение, мм² | | | | Стальные двухцепные с одновременной подвеской двух цепей | Стальные двухцепные с подвеской одной цепи | Железобетонные двухцепные с одновременной подвеской двух цепей | Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи |
| А | 70 | 116 | 265 | 5350 | 15,85 | 13,6 | 13,3 | 10,8 |
| | 95 | 130 | 320 | 5940 | 16,45 | 14,15 | 13,8 | 11,35 |
| | 120 | 136 | 375 | 6500 | 17 | 14,8 | 14,4 | 11,85 |
| | 150 | 146 | 440 | 6900 | 17,65 | 15,45 | 15 | 12,5 |
| | 185 | 152 | 500 | 7500 | 18,45 | 16,25 | 15,8 | 13,25 |
| | 240 | 163 | 590 | 8100 | 19,7 | 17,5 | 17 | 14,45 |
| | 300 | 184 | 690 | 8800 | 21,1 | 18,8 | 18,2 | 15,7 |
| АС | 70 | 125 | 265 | 5180 | 16,05 | 13,8 | 13,5 | 11 |
| | 95 | 134 | 330 | 5750 | 16,6 | 14,35 | 13,95 | 11,55 |
| | 120 | 140 | 380 | 6400 | 17,15 | 14,9 | 14,55 | 12,1 |
| | 150 | 149 | 445 | 6850 | 17,85 | 15,6 | 15,2 | 12,75 |
| | 185 | 161 | 510 | 7300 | 18,65 | 16,45 | 15,95 | 13,55 |
| | 240 | 176 | 610 | 7960 | 19,9 | 17,65 | 17,2 | 14,65 |
| | 300 | 184 | 690 | 8700 | 21,3 | 19 | 18,4 | 15,9 |

Таблица 4.10. **Технико-экономические характеристики одноцепных воздушных линий 220 кВ**

| Провод | | Потери мощности, кВт/км | Длительно допустимая токовая нагрузка, А | Длина линии на 1% потери напряжения при полной нагрузке, м | Общая стоимость, тыс. руб/км | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Марка | Сечение, мм² | | | | Деревянные, одноцепные двухстоечные опоры | Железобетонные одноцепные опоры | Стальные одноцепные опоры |
| АСО | 240 | 200 | 605 | 16 700 | 10,7 | 12,4 | 16,4 |
| | 300 | 220 | 690 | 18 200 | 11,5 | 13,2 | 17,2 |
| | 400 | 250 | 825 | 20 600 | 12,8 | 14,5 | 18,6 |
| | 500 | 280 | 945 | 23 100 | 14,1 | 15,8 | 19,8 |
| АС | 240 | 210 | 610 | 17 500 | 10,9 | 12,6 | 16,6 |
| | 300 | 220 | 690 | 18 200 | 11,7 | 13,4 | 17,4 |
| | 400 | 250 | 835 | 20 600 | 13 | 14,7 | 18,8 |
| | 500 | — | — | — | 14,3 | 16 | 20 |

*Продолжение табл. 4.10*

| Провод | | Потери мощности, кВт/км | Длительно допустимая токовая нагрузка, А | Длина линии на 1% потери напряжения при полной нагрузке, м | Общая стоимость, тыс. руб/км | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Марка | Сечение, мм² | | | | Деревянные, одноцепные двухстоечные опоры | Железобетонные одноцепные опоры | Стальные одноцепные опоры |
| АСУ | 240 | 210 | 610 | 17 500 | 11,12 | 12,9 | 16,9 |
| | 300 | 228 | 705 | 18 900 | 12 | 13,7 | 17,7 |
| | 400 | 297 | 850 | 24 500 | 13,3 | 15 | 19,1 |
| | 500 | — | — | — | 14,6 | 16,3 | 20,3 |

Таблица 4.11. **Технико-экономические характеристики двухцепных воздушных линий 220 кВ**

| Провод | | Потери мощности на одну цепь, кВт/км | Длительно допустимая токовая нагрузка на одну цепь, А | Длина линий на 1% потери напряжения при полной нагрузке, м | Общая стоимость, тыс. руб/км | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Марка | Сечение, мм² | | | | Стальные двухцепные с одновременной подвеской двух цепей | Стальные двухцепные с подвеской одной цепи |
| АСО | 240 | 200 | 605 | 16 700 | 27,15 | 22,25 |
| | 300 | 220 | 690 | 18 200 | 28,76 | 23,6 |
| | 400 | 250 | 825 | 20 600 | 31,55 | 26,3 |
| | 500 | 280 | 945 | 23 100 | 34,15 | 28,8 |
| АС | 240 | 210 | 610 | 17 500 | 27,5 | 22,45 |
| | 300 | 220 | 690 | 18 200 | 29,1 | 24 |
| | 400 | 250 | 835 | 20 600 | 31,7 | 26,5 |
| | 500 | — | — | — | 34,35 | 29 |
| АСУ | 240 | 210 | 610 | 17 500 | 27,8 | 22,75 |
| | 300 | 228 | 705 | 18 900 | 29,9 | 24,35 |
| | 400 | 297 | 850 | 24 500 | 32 | 26,75 |
| | 500 | — | — | — | 34,65 | 29,3 |

Таблица 4.12. **Воздушные линии до 1 кВ**

| Марка провода и сечение, мм² | Количество проводов на опоре | Стоимость, тыс. руб/км | | | | Марка провода и сечение, мм² | Количество проводов на опоре | Стоимость, тыс. руб/км | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Опоры железобетонные | Опоры деревянные с железобетонными приставками | Опоры деревянные с деревянными приставками | Опоры деревянные с цельными стойками | | | Опоры железобетонные | Опоры деревянные с железобетонными приставками | Опоры деревянные с деревянными приставками | Опоры деревянные с цельными стойками |
| А16 | 2 | 2,46 | 1,19 | 1,64 | 1,82 | А35 | 4 | 2,91 | 2,39 | 2,09 | 2,22 |
| | 3 | 2,55 | 2 | 1,73 | 1,93 | | 5 | 3 | 2,46 | 2,18 | 2,36 |
| | 4 | 2,64 | 2,09 | 1,82 | 2 | А50 | 4 | 3,1 | 2,55 | 2,28 | 2,41 |
| | 5 | 2,73 | 2,18 | 1,91 | 2,09 | | 5 | 3,37 | 2,82 | 2,55 | 2,63 |
| АС25 | 3 | — | 2,06 | 1,79 | 1,9 | | | | | | |
| | 4 | 2,73 | 2,18 | 1,91 | 2,04 | | | | | | |
| | 5 | 2,82 | 2,28 | 2 | 2,18 | | | | | | |

Таблица 4.13. **Стоимость подвески 1 км второй цепи на существующих двухцепных опорах воздушных линий при снятом напряжении, тыс. руб.**

| Опоры | Климатический район | Марка провода | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | АС70 | АС95 | АС120 | АС150 | АС180 |
| Стальные и железобетонные опоры 220 кВ | I—IV | 0,98 | 1,26 | 1,53 | 1,87 | 2,24 |
| | | АСО240 | АСО300 | АСО400 | АСО500 | |
| Стальные опоры 220 кВ | I—IV | 3,07 | 3,34 | 4,47 | 5,42 | |

## 4.6. КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ

Таблица 4.14. **Кабели трехфазные с алюминиевыми жилами без стоимости траншей и конструкций**

| Рабочее напряжение, кВ | Сечение жилы, мм² | Длительно допустимая токовая нагрузка, А, при прокладке | | Потери в кабеле при полной нагрузке, кВт/км | Длина кабеля на 1% потери напряжения, м | Масса алюминия, т/км | Стоимость 1 км линии, тыс руб, при прокладке кабелей марок | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | в траншее | на конструкциях | | | | АСБ, АОСБ | ААБ, АОАБ | ААШв | АСБГ, АОСБГ | ААБГ, АОАБГ | ААШа | в блоке АСГТ |
| | | | | | | | в траншее | | | на конструкциях | | | |
| **Трехжильные** | | | | | | | | | | | | | |
| До 1 | 2,5 | 31 | 22 | 46 | 6 | 0,02 | 1,12 | — | — | 1,08 | — | — | 1,08 |
| | 4 | 42 | 29 | 53 | 7 | 0,03 | 1,19 | — | — | 1,1 | — | — | 1,11 |
| | 6 | 55 | 35 | 60 | 8 | 0,05 | 1,22 | 0,98 | — | 1,15 | 1,05 | — | 1,17 |
| | 10 | 75 | 46 | 67 | 9 | 0,08 | 1,32 | 1,02 | — | 1,24 | 1,11 | — | 1,25 |
| | 16 | 90 | 60 | 60 | 12 | 0,13 | 1,45 | 1,13 | — | 1,34 | 1,21 | — | 1,4 |
| | 25 | 125 | 80 | 75 | 14 | 0,2 | 1,65 | 1,27 | — | 1,53 | 1,34 | — | 1,6 |
| | 35 | 145 | 95 | 72 | 17 | 0,28 | 1,87 | 1,44 | — | 1,76 | 1,49 | — | 1,85 |
| | 50 | 180 | 120 | 77 | 20 | 0,4 | 2,18 | 1,7 | — | 2,1 | 1,70 | — | 2,21 |
| | 70 | 220 | 155 | 83 | 22 | 0,56 | 2,63 | 2 | — | 2,52 | 2,01 | — | 2,67 |
| | 95 | 260 | 190 | 83 | 26 | 0,76 | 3,17 | 2,43 | — | 3,07 | 2,48 | — | 3,29 |
| | 120 | 300 | 220 | 90 | 28 | 0,96 | 3,7 | 2,8 | — | 3,6 | 2,72 | — | 3,88 |
| | 150 | 335 | 255 | 88 | 31 | 1,2 | 4,37 | 3,3 | — | 4,25 | 3,17 | — | 4,58 |
| | 185 | 380 | 290 | 91 | 34 | 1,48 | 5,15 | 3,77 | — | 4,99 | 3,69 | — | 5,4 |
| | 240 | 440 | 330 | 95 | 38 | 1,92 | 6,35 | 4,75 | — | 6,18 | 4,50 | — | 6,75 |
| **Четырехжильные** | | | | | | | | | | | | | |
| До 1 | 4 | 38 | 27 | 53 | 7 | 0,04 | 1,19 | — | — | 1,26 | — | — | 1,36 |
| | 6 | 46 | 35 | 60 | 8 | 0,06 | 1,23 | 1,07 | — | 1,3 | 1,07 | — | 1,4 |
| | 10 | 65 | 45 | 67 | 9 | 0,09 | 1,35 | 1,15 | — | 1,41 | 1,13 | — | 1,5 |
| | 16 | 90 | 60 | 60 | 12 | 0,15 | 1,5 | 1,25 | — | 1,56 | 1,25 | — | 1,67 |
| | 25 | 115 | 75 | 75 | 14 | 0,24 | 1,75 | 1,43 | — | 1,77 | 1,42 | — | 1,9 |
| | 35 | 135 | 95 | 72 | 17 | 0,33 | 2 | 1,62 | — | 2,05 | 1,6 | — | 2,18 |
| | 50 | 165 | 110 | 77 | 20 | 0,47 | 2,41 | 1,9 | — | 2,42 | 1,86 | — | 2,57 |
| | 70 | 200 | 140 | 83 | 22 | 0,65 | 2,95 | 2,28 | — | 2,93 | 2,22 | — | 3,11 |
| | 95 | 240 | 165 | 85 | 26 | 0,9 | 3,65 | 2,78 | — | 3,56 | 2,69 | — | 3,76 |
| | 120 | 270 | 200 | 90 | 28 | 1,1 | 4,33 | — | — | 4,21 | — | — | 4,44 |
| | 150 | 305 | 230 | 88 | 31 | 1,4 | 5,14 | — | — | 4,98 | — | — | 5,25 |
| | 185 | 345 | 260 | 91 | 34 | 1,67 | 6,1 | — | — | 5,92 | — | — | 6,2 |

*Продолжение табл. 4.14*

| Рабочее напряжение, кВ | Сечение жилы, мм² | Длительно допустимая токовая нагрузка, А, при прокладке | | Потери в кабеле при полной нагрузке, кВт/км | Длина кабеля на 1% потери напряжения, м | Масса алюминия, т/км | Стоимость 1 км линии, тыс. руб., при прокладке кабелей марок | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | в траншее | на конструкциях | | | | АСБ, АОСБ | ААБ, АОАБ | ААШв | АСБГ, АОСБГ | ААБГ, АОАБГ | ААШа | в блоке АСГТ |
| | | | | | | | в траншее | | | на конструкциях | | | |
| **Трехжильные** | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | 10 | 60 | 42 | 40 | 185 | 0,08 | 1,81 | 1,48 | 1,32 | 2,08 | 1,62 | 1,48 | 2,33 |
| | 16 | 80 | 50 | 45 | 220 | 0,13 | 1,93 | 1,55 | 1,4 | 2,19 | 1,7 | 1,54 | 2,46 |
| | 25 | 105 | 70 | 50 | 260 | 0,2 | 2,12 | 1,68 | 1,5 | 2,37 | 1,81 | 1,66 | 2,67 |
| | 35 | 125 | 85 | 51 | 310 | 0,28 | 2,35 | 1,8 | 1,64 | 2,56 | 1,96 | 1,77 | 2,88 |
| | 50 | 155 | 110 | 54 | 360 | 0,4 | 2,65 | 2,06 | 1,83 | 2,83 | 2,18 | 1,98 | 3,17 |
| | 70 | 190 | 135 | 59 | 410 | 0,56 | 3,08 | 2,33 | 2,1 | 3,21 | 2,44 | 2,22 | 3,64 |
| | 95 | 225 | 165 | 61 | 470 | 0,76 | 3,60 | 2,69 | 2,4 | 3,7 | 2,79 | 2,55 | 4,21 |
| | 120 | 260 | 190 | 64 | 510 | 0,96 | 4,11 | 3,06 | 2,72 | 4,18 | 3,12 | 2,84 | 4,72 |
| | 150 | 300 | 225 | 67 | 560 | 1,2 | 4,75 | 3,48 | 3,11 | 4,74 | 3,5 | 3,2 | 5,41 |
| | 185 | 340 | 250 | 69 | 600 | 1,48 | 5,48 | 4 | 3,56 | 5,6 | 4 | 3,68 | 6,17 |
| | 240 | 390 | 290 | 70 | 680 | 1,92 | 6,56 | 4,75 | 4,28 | 6,43 | 4,76 | 4,35 | 7,4 |
| 10 | 16 | 75 | 46 | 39 | 400 | 0,13 | 2,36 | 1,76 | 1,61 | 2,44 | 1,75 | 1,73 | 2,95 |
| | 25 | 90 | 65 | 36 | 510 | 0,2 | 2,54 | 1,91 | 1,76 | 2,62 | 1,89 | 1,88 | 3,16 |
| | 35 | 115 | 80 | 42 | 560 | 0,28 | 2,77 | 2,08 | 1,88 | 2,84 | 2,07 | 2,02 | 3,39 |
| | 50 | 140 | 105 | 44 | 660 | 0,4 | 3,07 | 2,29 | 2,11 | 3,17 | 2,3 | 2,21 | 3,77 |
| | 70 | 165 | 130 | 44 | 780 | 0,56 | 3,49 | 2,6 | 2,38 | 3,59 | 2,61 | 2,49 | 4,24 |
| | 95 | 205 | 155 | 50 | 860 | 0,76 | 4,01 | 2,99 | 2,76 | 4,01 | 3,03 | 2,84 | 4,82 |
| | 120 | 240 | 185 | 54 | 930 | 0,96 | 4,56 | 3,37 | 3,08 | 4,65 | 3,41 | 3,2 | 5,39 |
| | 150 | 275 | 210 | 56 | 1010 | 1,2 | 5,21 | 3,83 | 3,5 | 5,28 | 3,89 | 3,62 | 6,08 |
| | 185 | 310 | 235 | 57 | 1100 | 1,48 | 5,9 | 4,37 | 4,01 | 6,03 | 4,45 | 4,1 | 6,94 |
| | 240 | 355 | 270 | 58 | 1250 | 1,92 | 7,09 | 5,2 | 4,8 | 7,22 | 5,26 | 4,82 | 8,2 |
| 20 | 25 | 85 | 65 | 31 | 1090 | 0,2 | 7,06 | 5,33 | – | 6,54 | 5,21 | – | – |
| | 35 | 105 | 75 | 34 | 1270 | 0,28 | 7,3 | 5,7 | – | 6,71 | 5,36 | – | – |
| | 50 | 125 | 90 | 36 | 1420 | 0,4 | 7,66 | 6,25 | – | 7,17 | 5,6 | – | – |
| | 70 | 155 | 115 | 37 | 1680 | 0,56 | 8,15 | 6,98 | – | 7,63 | 5,9 | – | – |
| | 95 | 185 | 140 | 39 | 1900 | 0,76 | 8,74 | 7,9 | – | 8,23 | 6,29 | – | – |
| | 120 | 210 | 160 | 40 | 2120 | 0,96 | 9,33 | 8,8 | – | 8,79 | 6,65 | – | – |
| | 150 | 240 | 175 | 41 | 2320 | 1,2 | 10,04 | 9,87 | – | 9,52 | 7,11 | – | – |
| | 185 | 275 | 205 | 42 | 2540 | 1,48 | 10,85 | 11,18 | – | 10,34 | 7,63 | – | – |
| 35 | 70 | 150 | 110 | 35 | 3020 | 0,56 | 14,7 | 13,5 | – | 14,35 | 11,6 | – | – |
| | 95 | 180 | 140 | 37 | 3420 | 0,76 | 15,1 | 14,75 | – | 14,7 | 12,45 | – | – |
| | 120 | 210 | 160 | 36 | 3900 | 0,86 | 15,5 | 16 | – | 15 | 13,3 | – | – |
| | 150 | 240 | 175 | 37 | 4230 | 1,2 | 16 | 17,5 | – | 15,4 | 14,3 | – | – |

Таблица 4.15. **Кабели трехфазные с алюминиевыми жилами и пластмассовой изоляцией без стоимости траншей и конструкций**

| Рабочее напряжение, кВ | Сечение жилы, мм² | Длительно допустимая токовая нагрузка, А, при прокладке | | Масса алюминия, т/км | Стоимость 1 км линии, тыс. руб., при прокладке кабелей марок | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | в траншее | на конструкциях | | АПвБ, АПОвБ | АПвГ, АПОвБГ |
| **Трехжильные** | | | | | | |
| До 1 | 2,5 | 29 | 19 | 0,02 | 0,99 | 0,75 |
| | 4 | 38 | 27 | 0,03 | 1,02 | 0,78 |
| | 6 | 46 | 32 | 0,05 | 1,06 | 0,8 |
| | 10 | 70 | 42 | 0,08 | 1,17 | 0,84 |
| | 16 | 90 | 60 | 0,13 | 1,27 | 0,91 |
| | 25 | 115 | 75 | 0,2 | 1,43 | 1,03 |
| | 35 | 140 | 90 | 0,28 | 1,65 | 1,14 |
| | 50 | 175 | 110 | 0,4 | 1,97 | 1,31 |
| | 70 | 210 | 140 | 0,56 | 2,34 | 1,59 |
| | 95 | 255 | 170 | 0,76 | 2,83 | 1,89 |
| | 120 | 295 | 200 | 0,96 | 3,38 | 2,18 |
| | 150 | 335 | 235 | 1,2 | 4 | 2,53 |
| | 185 | 385 | 270 | 1,48 | 4,71 | 2,97 |
| **Четырехжильные** | | | | | | |
| | 2,5 | 29 | 19 | 0,04 | 1,18 | 0,79 |
| | 4 | 38 | 27 | 0,04 | 1,22 | 0,81 |
| | 6 | 46 | 32 | 0,06 | 1,26 | 0,84 |
| | 10 | 70 | 42 | 0,09 | 1,33 | 0,9 |
| | 16 | 90 | 60 | 0,15 | 1,46 | 1,01 |
| | 25 | 115 | 75 | 0,24 | 1,65 | 1,14 |
| | 35 | 140 | 90 | 0,33 | 1,86 | 1,29 |
| | 50 | 175 | 110 | 0,47 | 2,14 | 1,5 |
| | 70 | 210 | 140 | 0,65 | 2,55 | 1,88 |
| | 95 | 255 | 170 | 0,9 | 3,04 | 2,2 |
| | 120 | 295 | 200 | 1,1 | 3,54 | 2,59 |
| | 150 | 335 | 235 | 1,4 | 4,14 | 3,05 |
| **Трехжильные** | | | | | | |
| 6 | 10 | 60 | 42 | 0,08 | 1,94 | 1,5 |
| | 16 | 80 | 50 | 0,13 | 2,1 | 1,62 |
| | 25 | 105 | 70 | 0,2 | 2,28 | 1,75 |
| | 35 | 125 | 85 | 0,28 | 2,53 | 1,93 |
| | 50 | 155 | 110 | 0,4 | 2,87 | 2,17 |
| | 70 | 190 | 135 | 0,56 | 3,4 | 2,5 |
| | 95 | 225 | 165 | 0,76 | 3,97 | 2,93 |
| | 120 | 260 | 190 | 0,96 | 4,55 | 3,35 |
| | 150 | 300 | 225 | 1,2 | 5,3 | 3,88 |
| 10 | 16 | 75 | 46 | 0,13 | 4,16 | 3,7 |
| | 25 | 90 | 65 | 0,2 | 4,4 | 3,96 |
| | 35 | 115 | 80 | 0,28 | 4,73 | 4,23 |
| | 50 | 140 | 105 | 0,4 | 5,17 | 4,65 |
| | 70 | 165 | 130 | 0,56 | 5,7 | 5,21 |
| | 95 | 205 | 155 | 0,76 | 6,42 | 5,94 |
| | 120 | 240 | 185 | 0,96 | 7,28 | 6,61 |
| | 150 | 275 | 210 | 1,2 | 8,2 | 7,48 |
| 20 | 50 | 125 | 90 | 0,4 | 7,56 | 7,18 |
| | 70 | 155 | 115 | 0,56 | 8,08 | 7,69 |
| | 95 | 185 | 140 | 0,76 | 8,69 | 8,3 |
| | 120 | 210 | 160 | 0,96 | 9,3 | 8,91 |
| | 150 | 240 | 175 | 1,2 | 10,2 | 9,63 |
| 35 | 70 | 150 | 110 | 0,56 | 12,2 | 11,6 |
| | 95 | 180 | 140 | 0,76 | 12,92 | 12,27 |
| | 120 | 210 | 160 | 0,96 | 13,53 | 12,88 |

Таблица 4.16. **Кабели трехфазные с медными жилами без стоимости траншей и конструкций**

| Рабочее напряжение, кВ | Сечение жилы, мм² | Длительно допустимая токовая нагрузка, А, при прокладке | | Потери в одном кабеле при полной нагрузке, кВт/км | Длина кабеля на 1% потери напряжения, м | Масса меди, т/км | Стоимость 1 км линии, тыс. руб., при прокладке кабелей марок | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | в траншее | на конструкциях | | | | СБ, ОСБ | СБГ, ОСБГ | СТГ |
| | | | | | | | в траншее | на конструкциях | в блоках |
| **Трехжильные** | | | | | | | | | |
| До 1 | 2,5 | 40 | 28 | 44 | 8 | 0,07 | 1,02 | 1,08 | 0,94 |
| | 4 | 55 | 37 | 52 | 9 | 0,1 | 1,07 | 1,12 | 0,98 |
| | 6 | 70 | 45 | 56 | 11 | 0,16 | 1,19 | 1,21 | 1,13 |
| | 10 | 95 | 60 | 62 | 13 | 0,26 | 1,38 | 1,39 | 1,3 |
| | 16 | 120 | 80 | 65 | 17 | 0,42 | 1,59 | 1,65 | 1,57 |
| | 25 | 160 | 105 | 71 | 19 | 0,66 | 1,96 | 2 | 1,95 |

*Продолжение табл. 4.16*

| Рабочее напряжение, кВ | Сечение жилы, мм² | Длительно допустимая токовая нагрузка, А, при прокладке | | Потери в одном кабеле при полной нагрузке, кВт/км | Длина кабеля на 1% потери напряжения, м | Масса меди, т/км | Стоимость 1 км линии, тыс. руб., при прокладке кабелей марок | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | в траншее | на конструкциях | | | | СБ, ОСБ | СБГ, ОСБГ | СТГ |
| | | | | | | | в траншее | на конструкциях | в блоках |
| | 35 | 190 | 125 | 72 | 23 | 0,92 | 2,47 | 2,43 | 2,4 |
| | 50 | 235 | 155 | 80 | 26 | 1,38 | 3 | 3,04 | 3,08 |
| | 70 | 285 | 200 | 85 | 31 | 1,65 | 3,81 | 3,84 | 3,97 |
| | 95 | 340 | 245 | 86 | 35 | 2,5 | 4,87 | 4,88 | 5,1 |
| | 120 | 390 | 285 | 90 | 38 | 3,16 | 5,9 | 5,93 | 6,21 |
| | 150 | 435 | 330 | 87 | 43 | 3,96 | 7,16 | 7,18 | 7,53 |
| | 185 | 490 | 375 | 92 | 47 | 4,88 | 8,5 | 8,62 | 9,27 |
| | 240 | 570 | 430 | 94 | 53 | 6,33 | 10,86 | 10,9 | 11,75 |
| | | | | **Четырехжильные** | | | | | |
| До 1 | 4 | 50 | 35 | 52 | 9 | 0,13 | 1,21 | 1,14 | 1,19 |
| | 6 | 60 | 45 | 56 | 11 | 0,19 | 1,32 | 1,23 | 1,29 |
| | 10 | 85 | 60 | 62 | 13 | 0,31 | 1,5 | 1,44 | 1,5 |
| | 16 | 115 | 80 | 65 | 17 | 0,5 | 1,8 | 1,75 | 1,79 |
| | 25 | 150 | 100 | 71 | 19 | 0,8 | 2,22 | 2,17 | 2,14 |
| | 35 | 175 | 120 | 72 | 23 | 1,06 | 2,71 | 2,63 | 2,73 |
| | 50 | 215 | 145 | 80 | 26 | 1,54 | 3,39 | 3,32 | 3,48 |
| | 70 | 265 | 185 | 85 | 31 | 2,15 | 4,33 | 4,27 | 4,49 |
| | 95 | 310 | 215 | 86 | 35 | 1,94 | 5,52 | 5,46 | 5,76 |
| | 120 | 350 | 260 | 90 | 38 | 3,6 | 6,71 | 6,65 | 7,02 |
| | 150 | 395 | 300 | 87 | 43 | 4,57 | 8,16 | 8,08 | 8,55 |
| | 185 | 450 | 340 | 92 | 47 | 5,49 | 9,79 | 9,7 | 10,33 |
| | | | | **Трехжильные** | | | | | |
| 6 | 10 | 80 | 55 | 41 | 310 | 0,26 | 2,31 | 2,26 | 2,85 |
| | 16 | 105 | 65 | 46 | 370 | 0,42 | 2,55 | 2,48 | 3,1 |
| | 25 | 135 | 90 | 47 | 445 | 0,66 | 2,93 | 2,8 | 3,47 |
| | 35 | 180 | 110 | 49 | 524 | 0,92 | 3,36 | 3,16 | 3,76 |
| | 50 | 200 | 145 | 52 | 600 | 1,38 | 3,95 | 3,77 | 4,5 |
| | 70 | 245 | 175 | 59 | 690 | 1,65 | 4,76 | 4,46 | 5,42 |
| | 95 | 295 | 215 | 61 | 790 | 2,5 | 5,74 | 5,37 | 6,32 |
| | 120 | 340 | 250 | 64 | 865 | 3,16 | 6,7 | 6,42 | 7,4 |
| | 150 | 390 | 290 | 66 | 935 | 3,95 | 7,9 | 7,4 | 8,63 |
| | 185 | 440 | 325 | 70 | 1020 | 4,88 | 9,3 | 8,7 | 10,07 |
| | 240 | 510 | 375 | 72 | 1150 | 6,33 | 11,45 | 10,75 | 12,35 |
| 10 | 16 | 95 | 60 | 38 | 535 | 0,42 | 2,92 | 2,75 | 3,12 |
| | 25 | 120 | 85 | 37 | 650 | 0,66 | 3,39 | 3,1 | 3,5 |
| | 35 | 150 | 105 | 43 | 730 | 0,92 | 3,7 | 3,46 | 3,97 |
| | 50 | 180 | 135 | 44 | 860 | 1,38 | 4,35 | 4,05 | 4,62 |
| | 70 | 215 | 165 | 45 | 1010 | 1,65 | 5,2 | 4,84 | 5,5 |
| | 95 | 265 | 200 | 49 | 1120 | 2,5 | 6,27 | 5,7 | 6,63 |
| | 120 | 310 | 240 | 53 | 1210 | 3,16 | 7,31 | 6,75 | 7,75 |
| | 150 | 355 | 270 | 54 | 1320 | 3,96 | 8,6 | 7,9 | 9,1 |
| | 185 | 400 | 305 | 58 | 1440 | 4,88 | 10,08 | 9,26 | 10,56 |
| | 240 | 460 | 350 | 60 | 1570 | 6,33 | 12,38 | 11,35 | 13,1 |
| 20 | 25 | 110 | 85 | 30 | 1420 | 0,66 | 7,42 | 6,75 | – |
| | 35 | 135 | 100 | 33 | 1620 | 0,92 | 7,88 | 7,2 | – |
| | 50 | 165 | 120 | 36 | 1890 | 1,38 | 8,53 | 7,8 | – |
| | 70 | 200 | 150 | 38 | 2180 | 1,65 | 9,4 | 8,14 | – |
| | 95 | 240 | 180 | 39 | 2460 | 2,5 | 10,45 | 9,68 | – |
| | 120 | 275 | 205 | 40 | 2720 | 3,16 | 11,47 | 10,7 | – |
| | 150 | 315 | 230 | 41 | 2960 | 3,96 | 12,75 | 12,02 | – |
| | 185 | 355 | 265 | 44 | 3250 | 4,88 | 14,23 | 13,45 | – |

*Продолжение табл. 4.16*

| Рабочее напряжение, кВ | Сечение жилы, мм² | Длительно допустимая токовая нагрузка, А, при прокладке | | Потери в одном кабеле при полной нагрузке, кВт/км | Длина кабеля на 1% потери напряжения, м | Масса меди, т/км | Стоимость 1 км линии, тыс. руб., при прокладке кабелей марок | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | СБ, ОСБ | СБГ, ОСБГ | СТГ |
| | | в траншее | на конструкциях | | | | в траншее | на конструкциях | в блоках |
| 35 | 70 | 195 | 145 | 36 | 3920 | 1,65 | 16,8 | 15,95 | — |
| | 95 | 235 | 180 | 37 | 4400 | 2,5 | 17,2 | 16,3 | — |
| | 120 | 270 | 205 | 39 | 4840 | 3,16 | 17,7 | 16,6 | — |
| | 150 | 310 | 230 | 40 | 5270 | 3,96 | 18,2 | 17 | — |

Таблица 4.17. **Кабели трехфазные, маслонаполненные, среднего и высокого давлений**

| Рабочее напряжение, кВ | Марка кабеля и способ прокладки | Сечение жилы, мм² | Длительно допустимая токовая нагрузка, А | Стоимость 1 км линии, тыс. руб. | Рабочее напряжение, кВ | Марка кабеля и способ прокладки | Сечение жилы, мм² | Длительно допустимая токовая нагрузка, А | Стоимость 1 км линии, тыс руб. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 110 | МССА, в траншее | 150 | 380 | 67,7 | | МСАВ, в траншее | 150 | 415 | 75,3 |
| | | 185 | 415 | 68,9 | | | 185 | 455 | 77,4 |
| | | 240 | 475 | 73,1 | | | 240 | 515 | 81,6 |
| | | 300 | 530 | 78,4 | | | 300 | 650 | 82,7 |
| | | 400 | 605 | 84,8 | 220 | МВДТ, в траншее | 400 | 495 | — |
| | МССК, в траншее | 155 | 350 | 82,7 | | | 500 | 535 | 540 на две цепи |
| | | 185 | 390 | 84,8 | | МССК, в траншее | 400 | 495 | 350 |
| | | 240 | 450 | 87 | | | 500 | 555 | 590 на две цепи |
| | | 300 | 500 | 95,4 | | | | | |
| | | 400 | 565 | 105 | | | | | |

Таблица 4.18. **Строительные работы по прокладке кабелей в траншеях на 1 км**

| Количество кабелей | Стоимость, тыс. руб. | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | с учетом переходов в грунте | | | без учета переходов в грунте | | |
| | I категории | II категории | III категории | I категории | II категории | III категории |
| 1 | 1,12 | 1,27 | 1,42 | 0,38 | 0,44 | 0,53 |
| 2 | 1,58 | 1,78 | 1,97 | 0,48 | 0,54 | 0,62 |
| 3 | 2,06 | 2,31 | 2,53 | 0,59 | 0,64 | 0,66 |
| 4 | 2,54 | 2,86 | 3,14 | 0,72 | 0,79 | 0,9 |
| 5 | 3,05 | 3,42 | 3,76 | 0,87 | 0,94 | 1,08 |
| 6 | 3,53 | 3,98 | 4,37 | 0,99 | 1,08 | 1,24 |
| 7 | 4,12 | 4,65 | 5,08 | 1,22 | 1,32 | 1,5 |
| 8 | 4,72 | 5,28 | 5,75 | 1,45 | 1,55 | 1,74 |
| 9 | 5,36 | 5,95 | 6,47 | 1,69 | 1,79 | 2 |
| 10 | 5,91 | 6,63 | 7,2 | 1,92 | 2,04 | 2,27 |

Примечание. В стоимость траншей включена стоимость рытья и засыпки траншей механизированным способом.

Таблица 4.19. **Строительные работы по прокладке кабелей на конструкциях и в блоках на 1 км**

| Вид прокладки | Стоимость, тыс. руб. | | |
|---|---|---|---|
| | Число отверстий или сечения, мм | Сухой грунт | Мокрый грунт |
| Блоки с учетом колодцев | 2 | 17,5 | – |
| | 4 | 20,6 | – |
| | 6 | 23,5 | – |
| | 8 | 26,4 | – |
| | 10 | 29,3 | – |
| Каналы по территории, включая переходы: | | | |
| заглубленные | 900×600 | 40,12 | 51,72 |
| | 600×600 | 32,19 | 41,32 |
| | 600×450 | 28,13 | 36,35 |
| заглубленные усиленные | 900×600 | 47,8 | 59,4 |
| | 600×600 | 38,2 | 47,58 |
| | 600×450 | 33,4 | 41,47 |
| полузаглубленные | 900×600 | 39 | 50,57 |
| | 600×600 | 31,32 | 40,57 |
| | 600×450 | 27,33 | 35,44 |
| Туннели: | | | |
| проходные | 2000×2200 | 74 | 87,5 |
| полупроходные | 1500×600 | 120 | 144 |
| Эстакады: | | | |
| одноцепная (силовых кабелей 18–42 шт.) | – | 94,5 | 144 |
| галерейная (силовых кабелей 54–126 шт.) | – | 142,5 | 225 |
| совмещенная прокладка кабелей с технологическими трубопроводами | – | 30 | – |

## 4.7. ПОДСТАНЦИИ

Таблица 4.20. **Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) 6–35/0,4**

| Напряжение, кВ | Количество и мощность трансформаторов, кВ·А | Тип и количество шкафов | Площадь застройки, м² | Объем подстанции, м³ | Стоимость, тыс. руб. | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | оборудования | монтажных работ | в том числе зарплата | строительной части | полная |
| **Армэлектрозавод имени В. И. Ленина** | | | | | | | | | |
| 6–10/0,4 | 1×250 | КРН-4 | 34 | 130 | 1,27 | 0,34 | 0,03 | 2,9 | 4,51 |
| | 1×400 | КРН-3 | 34 | 130 | 1,61 | 0,36 | 0,03 | 2,9 | 4,87 |
| | 2×400 | 2КРН-3; КРН-5; КРН-6 | 52 | 210 | 4,31 | 0,6 | 0,04 | 4,35 | 9,26 |
| | 1×630 | КРН-2; КРН-6 | 34 | 135 | 3,07 | 0,48 | 0,04 | 2,9 | 6,45 |
| | 2×630 | 2КРН-2; КРН-6; КРН-8 | 62 | 250 | 6,73 | 0,91 | 0,09 | 4,8 | 12,44 |
| **Хмельницкий завод трансформаторных подстанций имени 50-летия СССР** | | | | | | | | | |
| | 1×400 | КБ-1 | 35 | 150 | 1,82 | 0,46 | 0,03 | 2,76 | 5,04 |
| | 2×400 | КБ-2; КБ-3; КБ-4 | 70 | 285 | 4,82 | 0,82 | 0,07 | 5,2 | 10,84 |
| | 1×630 | КН-2; КН-4 | 52 | 280 | 7,63 | 0,73 | 0,07 | 4,78 | 13,14 |

*Продолжение табл. 4.20*

| Напряжение, кВ | Количество и мощность трансформаторов, кВ·А | Тип и количество шкафов | Площадь застройки, м² | Объем подстанции, м³ | Стоимость, тыс. руб. | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | оборудования | монтажных работ | в том числе зарплата | строительной части | полная |
| 6—10/0,4 | 2×630 | 2КН-2; КН-3 3КН-4 | 100 | 530 | 15,94 | 1,43 | 0,11 | 8,1 | 25,47 |
| | 1×1000 | 2КН-4; КН-2 | 62 | 330 | 8,9 | 0,81 | 0,07 | 5,8 | 15,5 |
| | 2×1000 | 2КН-2; 2КН-3; 4КН-4 | 100 | 590 | 20,15 | 1,56 | 0,11 | 9 | 30,65 |
| **Чирчикский трансформаторный завод** | | | | | | | | | |
| | 1×630 | ШН-8; 2ШН-2 | 62 | 330 | 7,08 | 0,44 | 0,07 | 5,37 | 12,89 |
| | 2×630 | 4ШН-2; 2ШН-8; 2ШН-10 | 120 | 670 | 17,15 | 0,95 | 0,13 | 8,56 | 26,66 |
| | 1×1000 | ШН-8; 2ШН-2 | 62 | 330 | 8,4 | 0,52 | 0,07 | 5,51 | 14,43 |
| | 2×1000 | 4ШН-2; 2ШН-8; 2ШН-10 | 120 | 670 | 18,79 | 1,11 | 0,13 | 8,85 | 28,75 |
| | 1×1600 | ШВН-12; 2ШНЛ-2 | — | — | 25,04 | 0,52 | — | 5,51 | 31,7 |
| | 2×1600 | 2ШНВ-12; 2ШНЛ-10; ШНС-2 | — | — | 55,64 | 1,11 | — | 8,85 | 65,6 |
| Отдельностоящие ТП | | | | | | | | | |
| 10/0,4 | 1×100 | — | — | 60 | 1,16 | 0,43 | 0,12 | 2,1 | 3,72 |
| | 2×100 | — | — | 120 | 3,88 | 0,98 | 0,27 | 3,9 | 8,72 |
| | 1×160 | — | — | 60 | 1,58 | 0,47 | 0,13 | 2,13 | 4,18 |
| | 2×160 | — | — | 120 | 4,3 | 1,03 | 0,28 | 3,9 | 9,26 |
| | 1×250 | — | — | 60 | 1,61 | 0,47 | 0,13 | 2,13 | 4,21 |
| | 2×250 | — | — | 120 | 4,75 | 1,04 | 0,29 | 3,9 | 9,67 |
| | 1×400 | — | — | 60 | 1,86 | 0,48 | 0,13 | 2,13 | 4,47 |
| | 2×400 | — | — | 120 | 5,2 | 1,07 | 0,29 | 3,9 | 10.1 |
| 6—10/0,4 | 1×630 | — | — | 90 | 2,6 | 0,62 | 0,18 | 2,87 | 6,1 |
| | 2×630 | — | — | 190 | 6,9 | 1,3 | 0,35 | 5,1 | 13,27 |
| Мачтовые киоски | | | | | | | | | |
| 6—10/0,4 | 1100 | — | — | — | 0,64 | 0,49 | 0,15 | 0,39 | 1,52 |
| | 1×160 | — | — | — | 0,76 | 0,49 | 0,15 | 0,39 | 1,64 |
| | 1×250 | — | — | — | 0,94 | 0,6 | 0,15 | 0,46 | 2 |
| 20/0,4 | 1×100 | — | — | — | 1,29 | 0,59 | — | 0,48 | 2,36 |
| | 1×160 | — | — | — | 1,42 | 0,63 | — | 0,48 | 2,53 |
| 35/0,4 | 1×100 | — | — | — | 1,46 | 0,59 | — | 0,89 | 2,94 |
| | 1×160 | — | — | — | 1,63 | 0,63 | — | 0,89 | 3,16 |
| Передвижные КТП | | | | | | | | | |
| 6—10/0,4 | 1×100 | — | — | — | 1,66 | 0,34 | 0,12 | — | 1,99 |
| | 1×160 | — | — | — | 1,84 | 0,34 | 0,12 | — | 2.18 |
| | 1×250 | — | — | — | 3,10 | 0,55 | 0,12 | — | 3,65 |

Таблица 4.21. **Комплектные трансформаторные подстанции 35—110/6—20 кВ**

| Напряжение, кВ | Количество и мощность трансформаторов, кВ·А | Количество линейных ячеек | Площадь застройки, м² | Стоимость, тыс. руб. | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | оборудования | монтажных работ | в том числе зарплата | строительной части | полная |
| **Без РПН** | | | | | | | | |
| 35/6—10 | 1×1000 | 4 | 170 | 21,98 | 1,98 | 0,5 | 3,19 | 27,14 |
| | 1600 | 4 | 170 | 23 | 2,04 | 0,52 | 3,19 | 28,23 |
| | 2500 | 4 | 170 | 24,35 | 2,07 | 0,53 | 3,19 | 29,6 |
| | 4000 | 4 | 170 | 26,5 | 2,37 | 0,63 | 3,19 | 32,05 |
| | 6300 | 4 | 200 | 28,88 | 2,51 | 0,66 | 3,77 | 35,16 |
| | 10000 | 4 | 200 | 36,26 | 2,89 | 0,73 | 3,77 | 42,92 |
| | 16000 | 4 | 200 | 42,83 | 3 | 0,76 | 3,77 | 49,6 |
| | 2×1000 | 8 | 280 | 40,27 | 3,96 | 1 | 5,22 | 49,46 |
| | 1600 | 8 | 280 | 42,38 | 4,08 | 1,03 | 5,22 | 51,62 |
| | 2500 | 8 | 280 | 44,99 | 4,13 | 1,05 | 5,22 | 54,34 |
| | 4000 | 8 | 280 | 49,28 | 4,74 | 1,26 | 5,22 | 59,24 |
| | 6300 | 8 | 400 | 59,08 | 5,03 | 1,33 | 7,54 | 71,65 |
| | 10000 | 8 | 400 | 68,78 | 5,77 | 1,47 | 7,54 | 82,09 |
| | 16000 | 8 | 400 | 81,91 | 6,02 | 1,48 | 7,54 | 95,47 |
| **С РПН** | | | | | | | | |
| 35/6—10 | 1×10000 | 4 | 200 | 43,23 | 3,12 | 0,75 | 3,77 | 50,12 |
| | 1×16000 | 4 | 200 | 45,22 | 3,38 | 0,8 | 3,77 | 52,37 |
| | 2×10000 | 8 | 400 | 82,73 | 6,1 | 1,51 | 7,54 | 96,01 |
| | 2×16000 | 8 | 400 | 86,7 | 6,62 | 1,64 | 7,54 | 100,86 |
| 110/6—10 | 1×10000 | 4 | 550 | 52,3 | 4,4 | 1,06 | 10,29 | 67 |
| | 1×16000 | 4 | 550 | 53,3 | 4,84 | 1,13 | 10,29 | 73,44 |
| | 2×10000 | 8 | 1300 | 102,07 | 8,81 | 2,24 | 24,5 | 135,39 |
| | 2×16000 | 8 | 1300 | 144,21 | 9,67 | 2,42 | 24,5 | 148,48 |
| 110/35/6—10 | 1×10000 | 2; 4 | 1050 | 68,94 | 9,81 | 1,67 | 19,86 | 98,62 |
| | 1×16000 | 2; 4 | 1050 | 77,67 | 10,61 | 1,81 | 19,86 | 108,14 |
| | 2×10000 | 4; 8 | 2600 | 138,07 | 19,63 | 3,4 | 49,3 | 207 |
| | 2×16000 | 4; 8 | 2600 | 156,31 | 21,2 | 3,8 | 49,3 | 226,81 |

Таблица 4.22. **Типовые подстанции**

| Напряжение, кВ | Тип и мощность подстанции, кВ·А | Площадь застройки, м² | Стоимость, тыс. руб. | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | оборудования | монтажных работ | в том числе зарплата | строительной части | полная |
| 35/6—10 | ГПП-35-I-1×4000 А1 | 790 | 54,87 | 7,53 | 1,2 | 23,79 | 86,19 |
| | ГПП-35-I-1×6300 А1 | 790 | 57,14 | 7,75 | 1,23 | 23,79 | 88,69 |
| | ГПП-35-I-1×10000 А1 | 790 | 65,6 | 7,93 | 1,25 | 23,79 | 97,32 |
| | ГПП-35-III-2×4000 А2 | 1310 | 108,79 | 13,22 | 2,5 | 36,45 | 158,44 |
| | ГПП-35-III-2×6300 А2 | 1310 | 113,32 | 16,66 | 2,54 | 36,45 | 163,44 |
| | ГПП-35-III-2×10000 А2 | 1310 | 130,23 | 14,01 | 2,6 | 36,45 | 180,69 |
| | ГПП-35-IV-2×4000 А2 | 1170 | 110,31 | 14,09 | 2,6 | 37,11 | 161,51 |
| | ГПП-35-IV-2×6300 А2 | 1170 | 114,86 | 14,53 | 2,65 | 37,11 | 166,5 |
| | ГПП-35-IV-2×10000 А2 | 1170 | 131,77 | 14,87 | 2,7 | 37,11 | 183,74 |
| | ГПП-35-IV-У-2×4000 А2 | 1470 | 110,66 | 14,7 | 2,63 | 52,84 | 178,21 |
| | ГПП-35-IV-У-2×6300 А2 | 1470 | 115,21 | 15,16 | 2,73 | 52,84 | 183,2 |
| | ГПП-35-IV-У-2×10000 А2 | 1470 | 132,12 | 15,5 | 2,77 | 52,84 | 200,46 |

*Продолжение табл. 4.22*

| Напряжение, кВ | Тип и мощность подстанции, кВ·А | Площадь застройки, м² | Стоимость, тыс. руб. | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | оборудования | монтажных работ | в том числе зарплата | строительной части | полная |
| 110/6—10 | ГПП-110-I-1×6300 А1 | 900 | 62,51 | 8,81 | 1,26 | 25,04 | 96,37 |
| | ГПП-110-I-1×10000 А1 | 900 | 75,08 | 9,66 | 1,43 | 25,04 | 109,79 |
| | ГПП-110-I-1×16000 А1 | 900 | 81,07 | 10 | 1,61 | 25,04 | 116,11 |
| | ГПП-110-I-1×16000 Б1 | 900 | 89,33 | 10,14 | 2,16 | 25,81 | 125,78 |
| | ГПП-110-III-2×6300 А2 | 1490 | 124,16 | 15,5 | 3 | 38,98 | 178,64 |
| | ГПП-110-III-2×10000 А2 | 1490 | 149,34 | 16,87 | 3,3 | 38,98 | 205,19 |
| | ГПП-110-III-2×16000 А2 | 1490 | 160,82 | 17,24 | 3,42 | 38,98 | 217,03 |
| | ГПП-110-III-У-2×6300 А2 | 1550 | 132,38 | 16,37 | 3,2 | 39,53 | 188,27 |
| | ГПП-110-III-У-2×10000 А2 | 1550 | 157,56 | 17,74 | 3,5 | 39,53 | 214,83 |
| | ГПП-110-III-У-2×16000 А2 | 1550 | 169,03 | 18,11 | 3,6 | 39,53 | 226,66 |
| | ГПП-110-IV-2×6300 А2 | 1740 | 126,25 | 16,46 | 3,15 | 40,05 | 182,75 |
| | ГПП-110-IV-2×10000 А2 | 1740 | 151,42 | 17,84 | 3,46 | 40,05 | 209,31 |
| | ГПП-110-IV-2×16000 А2 | 1740 | 162,9 | 18,9 | 3,58 | 40,05 | 221,13 |
| | ГПП-110-III-2×16000 Б2 | 1500 | 180,02 | 17,87 | 3,55 | 42,89 | 240,79 |
| | ГПП-110-III-У-2×16000 Б2 | 1600 | 188,23 | 18,75 | 3,8 | 43,51 | 250,49 |
| | ГПП-110-IV-2×16000 Б2 | 1790 | 182,1 | 18,85 | 4 | 44,04 | 244,99 |
| | ГПП-110-III-2×25000 Б2Р | 1630 | 232,9 | 22,52 | 4,55 | 47,01 | 302,42 |
| | ГПП-110-III-2×32000 Б2Р | 1630 | 250,12 | 23,57 | 4,75 | 47,01 | 320,51 |
| | ГПП-110-III-2×40000 Б2Р | 1630 | 264,4 | 23,78 | 4,8 | 47,01 | 335,2 |
| | ГПП-110-III-У-2×25000 Б2Р | 1660 | 241,12 | 23,48 | 4,72 | 47,56 | 312,16 |
| | ГПП-110-III-У-2×32000 Б2Р | 1660 | 257,8 | 24,34 | 4,87 | 47,56 | 329,69 |
| | ГПП-110-III-У-2×40000 Б2Р | 1660 | 270,6 | 24,74 | 4,98 | 47,56 | 342,84 |
| | ГПП-110-III-У-2×6300 Б2Р | 1660 | 307,9 | 24,64 | 5,12 | 47,56 | 382,1 |
| | ГПП-110-IV-2×25000 Б2Р | 1850 | 234,98 | 23,57 | 4,7 | 47,98 | 306,53 |
| | ГПП-110-IV-2×32000 Б2Р | 1850 | 252,23 | 24,43 | 4,9 | 47,98 | 324,64 |
| | ГПП-110-IV-2×40000 Б2Р | 1850 | 264,8 | 24,83 | 5 | 47,98 | 337,6 |
| | ГПП-110-IV-2×63000 Б2Р | 1850 | 302,3 | 27,7 | 5,1 | 47,98 | 377,98 |

Примечание. 35, 110 — напряжения высшей стороны, кВ; ГПП — главная понизительная подстанция; I, III, IV — схема РУ высшего напряжения; У — усиленная изоляция. 1×10000 — число и мощность трансформаторов, кВ·А; А1, А2, Б1, Б2, Б2Р — тип РУ низшего напряжения; А1 и А2 — для однотрансформаторных и двухтрансформаторных подстанций соответственно, с выключателем на вводе типа ВМП-10К, 1500 А; Б1 и Б2 — то же, но с выключателем 3000 А; Б2Р — для двухтрансформаторных подстанций с трансформаторами с расщепленной обмоткой низшего напряжения.

Таблица 4.23. **Внутренняя установка трехфазных двухобмоточных трансформаторов**

| Напряжение, кВ | Мощность трансформатора, кВ·А | Потери, кВт | | Ток XX, % | Напряжение КЗ, % | Масса оборудования, т | Объем, м³ | Стоимость, тыс. руб. | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | XX | КЗ | | | | | оборудования | монтажных работ | строительной части | полная |
| **Тип ТМЗ** | | | | | | | | | | | |
| 10 | 160 | 0,73 | 2,65 | 2,4 | 4,5 | 2,2 | 40 | 1 | 0,12 | 0,74 | 1,86 |
| | 250 | 1,05 | 3,7 | 2,3 | 4,5 | 3,1 | 40 | 1,31 | 0,15 | 0,74 | 2,2 |
| | 400 | 1,46 | 5,5 | 2,1 | 4,5 | 5,1 | 60 | 1,77 | 0,23 | 1,12 | 3,12 |
| | 630 | 2,27 | 8,5 | 2 | 5,5 | 6,4 | 90 | 2,18 | 0,27 | 1,67 | 4,12 |
| | 1000 | 3,3 | 12,2 | 2,8 | 5,5 | 7,2 | 90 | 3,36 | 0,31 | 1,67 | 5,34 |
| | 1600 | 4,5 | 18 | 2,6 | 5,5 | 11,3 | 90 | 4,74 | 0,31 | 1,67 | 6,72 |

*Продолжение табл. 4.23*

| Напряжение, кВ | Мощность трансформатора, кВ·А | Потери, кВт | | Ток XX, % | Напряжение КЗ, % | Масса оборудования, т | Объем, м³ | Стоимость, тыс. руб. | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | XX | КЗ | | | | | оборудования | монтажных работ | строительной части | полная |
| | | | | | **Тип ТНЗ** | | | | | | |
| 10 | 160 | 0,73 | 2,65 | — | 4,5 | 2,7 | 40 | 1,96 | 0,12 | 0,74 | 2,82 |
| | 250 | 1,05 | 3,7 | — | 4,5 | 3,6 | 40 | 2,84 | 0,16 | 0,74 | 3,74 |
| | 400 | 1,46 | 5,5 | — | 4,5 | 6 | 60 | 3,96 | 0,25 | 1,12 | 5,33 |
| | 630 | 2,27 | 8,5 | 3,2 | 5,5 | 7,5 | 90 | 5,66 | 0,31 | 1,67 | 7,64 |
| | 1000 | 3,3 | 12,2 | 2,8 | 5,5 | 8,7 | 90 | 8,76 | 0,35 | 1,67 | 10,78 |
| | 1600 | 4,4 | 18 | 2,6 | 5,5 | 10,5 | 90 | 11,8 | 0,35 | 1,67 | 13,82 |
| | 2500 | 4,6 | 25 | 1 | 5,5 | — | — | 14,3 | 0,7 | 2 | 17 |
| | | | | | **Тип ТСЗ** | | | | | | |
| | 160 | 0,7 | 2,7 | 4 | 5,5 | 1,29 | 25 | 2,14 | 0,17 | 0,47 | 2,78 |
| | 250 | 1 | 3,8 | 3,5 | 5,5 | 1,63 | 34 | 2,6 | 0,18 | 0,62 | 3,3 |
| | 400 | 1,3 | 5,4 | 3 | 5,5 | 2,27 | 50 | 3,22 | 0,22 | 0,87 | 4,31 |
| | 630 | 2 | 7,3 | 3 | 5,5 | 3,22 | 58 | 4,55 | 0,25 | 1,01 | 5,81 |
| | 1000 | 3 | 11,2 | 2,5 | 6,5 | 4,47 | 58 | 6,72 | 0,25 | 1,01 | 7,98 |
| | 1600 | 4,2 | 16 | 2,5 | 5,5 | 6,22 | 58 | 9,68 | 0,28 | 1,15 | 11,12 |
| | | | | | **Тип ТМ** | | | | | | |
| | 100 | 0,49 | 1,97 | 2,6 | 4,5 | 2 | 25 | 0,5 | 0,25 | 0,47 | 1,22 |
| | 160 | 0,73 | 2,65 | 2,4 | 4,5 | 1,4 | 34 | 0,63 | 0,26 | 0,62 | 1,54 |
| | 250 | 1,05 | 3,7 | 2,3 | 4,5 | 1,8 | 34 | 1,05 | 0,26 | 0,62 | 1,93 |
| | 400 | 1,45 | 5,5 | 2,1 | 4,5 | 3,2 | 59 | 1,26 | 0,4 | 1,04 | 2,7 |
| | 630 | 2,27 | 7,6 | 2 | 5,5 | 4,3 | 84 | 1,67 | 0,46 | 1,47 | 3,6 |
| | 1000 | 3,3 | 11,6 | 1,4 | 5,5 | 5 | 84 | 2,66 | 0,47 | 1,47 | 4,8 |
| | 1600 | 4,5 | 16,5 | 1,3 | 5,5 | 9 | 100 | 4,11 | 0,74 | 1,75 | 6,6 |
| | 2500 | 6,2 | 23,5 | 1 | 5,5 | 13,2 | 200 | 4,63 | 0,86 | 3,49 | 8,98 |
| | 4000 | 8,6 | 33,5 | 0,9 | 6,5 | 19,2 | 270 | 6,65 | 1,09 | 4,73 | 12,47 |
| | 6300 | 12 | 46,5 | 0,8 | 6,5 | 25,2 | 390 | 8,32 | 1,26 | 6,85 | 16,43 |
| | | | | | **Тип ТМ** | | | | | | |
| 35 | 100 | 0,46 | 1,97 | 2,6 | 6,5 | 1,7 | 25 | 0,9 | 0,5 | 0,47 | 1,87 |
| | 160 | 0,66 | 2,65 | 2,4 | 6,5 | 2,3 | 41 | 0,31 | 0,5 | 0,78 | 2,59 |
| | 250 | 0,96 | 3,7 | 2,3 | 6,5 | 2,9 | 45 | 1,54 | 0,51 | 0,78 | 2,93 |
| | 400 | 1,35 | 5,5 | 2,1 | 6,5 | 4,2 | 49 | 2,27 | 0,53 | 0,93 | 3,7 |
| | 630 | 2 | 7,6 | 2 | 6,5 | 6,6 | 75 | 2,86 | 0,73 | 1,4 | 4,99 |
| | 1000 | 2,75 | 11,6 | 1,5 | 6,5 | 9,3 | 130 | 3,78 | 0,77 | 2,32 | 6,87 |
| | 1600 | 3,65 | 16,5 | 1,4 | 6,5 | 13,7 | 200 | 4,77 | 0,79 | 3,26 | 8,82 |
| | 2500 | 5,1 | 23,5 | 1,1 | 6,5 | 19,7 | 280 | 6,17 | 1,02 | 4,65 | 11,84 |
| | 4000 | 6,7 | 33,5 | 1 | 7,5 | 22,8 | 280 | 9,51 | 1,32 | 4,65 | 15,48 |
| | 6300 | 9,4 | 46,5 | 0,9 | 7,5 | 25,3 | 290 | 11,28 | 1,49 | 6,85 | 19,62 |

Таблица 4.24. **Наружная установка трехфазных двухобмоточных трансформаторов**

| Напряжение, кВ | Мощность трансформатора, кВ·А | Потери, кВт | | Ток XX, % | Напряжение КЗ, % | Масса оборудования, т | Площадь, м² | Стоимость, тыс. руб. | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | XX | КЗ | | | | | оборудования | монтажных работ | строительной части | полная |
| **Без РПН** | | | | | | | | | | | |
| 10 | 100 | 0,49 | 1,97 | 2,6 | 4,5 | 1,1 | 17 | 0,52 | 0,49 | 0,14 | 1,15 |
| | 160 | 0,73 | 2,65 | 2,4 | 4,5 | 1,5 | 17 | 0,68 | 0,52 | 0,14 | 1,34 |
| | 250 | 1,05 | 3,7 | 2,3 | 4,5 | 1,9 | 17 | 0,91 | 0,52 | 0,14 | 1,57 |
| | 400 | 1,45 | 5,5 | 2,1 | 4,5 | 3,3 | 22 | 1,3 | 0,61 | 0,17 | 2,08 |
| | 630 | 2,27 | 7,6 | 2 | 5,5 | 4,5 | 25 | 1,97 | 0,71 | 0,2 | 2,88 |
| | 1000 | 3,3 | 11,6 | 3 | 5,5 | 5,2 | 25 | 2,95 | 0,71 | 0,2 | 3,86 |
| | 1600 | 4,5 | 16,5 | 1,3 | 5,5 | 9,2 | 40 | 4,16 | 1,05 | 0,31 | 5,12 |
| | 2500 | 6,2 | 23,5 | 3,5 | 5,5 | 13,4 | 50 | 5,42 | 1,05 | 0,39 | 6,86 |
| | 4000 | 8,6 | 33,5 | 3 | 6,5 | 19,4 | 65 | 7,06 | 1,27 | 0,5 | 8,83 |
| | 6300 | 12 | 46,5 | 3 | 6,5 | 25,2 | 80 | 8,33 | 1,38 | 0,62 | 10,33 |
| 35 | 100 | 0,46 | 1,97 | 4,16 | 6,5 | 1,7 | 100 | 0,84 | 0,65 | 1,86 | 3,35 |
| | 160 | 0,56 | 2,65 | 2,4 | 6,5 | 2,3 | 100 | 1,11 | 0,65 | 1,86 | 3,61 |
| | 250 | 0,96 | 3,7 | 2,3 | 6,5 | 2,9 | 100 | 1,47 | 0,66 | 1,86 | 3,99 |
| | 400 | 1,35 | 5,5 | 2,1 | 6,5 | 4,1 | 100 | 2,04 | 0,68 | 1,86 | 4,58 |
| | 630 | 2 | 7,6 | 2 | 6,5 | 6,6 | 150 | 2,54 | 0,82 | 2,15 | 5,51 |
| | 1000 | 2,75 | 11,6 | 1,5 | 6,5 | 9,2 | 150 | 3,38 | 0,84 | 2,5 | 6,72 |
| | 1600 | 3,65 | 16,5 | 1,4 | 6,5 | 14 | 150 | 4,67 | 0,88 | 2,79 | 8,34 |
| | 2500 | 5,1 | 23,5 | 1,1 | 6,5 | 18 | 150 | 6,47 | 1,23 | 2,79 | 10,49 |
| | 4000 | 6,7 | 33,5 | 1 | 7,5 | 20 | 200 | 8,16 | 1,52 | 3,72 | 13,4 |
| | 6300 | 9,4 | 46,5 | 0,9 | 7,5 | 23 | 200 | 11,17 | 1,71 | 3,72 | 16,6 |
| | 10000 | 19,6 | 85 | 0,8 | 8 | 25 | 200 | 14,61 | 1,87 | 4,12 | 20,6 |
| | 16000 | 28,4 | 105 | 0,75 | 10 | 32 | 200 | 21 | 1,88 | 4,12 | 27 |
| **С РПН** | | | | | | | | | | | |
| 35 | 1000 | 2,75 | 11,6 | 1,5 | 6,5 | 8,02 | 150 | 5,73 | 0,97 | 2,8 | 9,5 |
| | 1600 | 3,65 | 16,5 | 1,4 | 6,5 | 9,6 | 150 | 6,34 | 1,46 | 2,8 | 10,6 |
| | 2500 | 5,1 | 23,5 | 1,1 | 6,5 | 12,27 | 150 | 8,43 | 1,57 | 2,8 | 12,8 |
| | 4000 | 6,7 | 33,5 | 1 | 7,5 | 16,28 | 200 | 10,77 | 1,71 | 3,72 | 16,2 |
| | 6300 | 9,4 | 46,5 | 0,9 | 7,5 | 19,6 | 200 | 15,51 | 1,77 | 3,72 | 21 |
| | 10000 | 14,5 | 65 | 0,8 | 7,5 | 21 | 200 | 22,71 | 1,87 | 3,72 | 28,3 |
| | 16000 | 21 | 90 | 0,75 | 8 | 31 | 200 | 31,18 | 2,1 | 3,72 | 37 |
| **Трансформаторы с расщепленной обмоткой и РПН** | | | | | | | | | | | |
| 35 | 25000 | 29 | 145 | 0,7 | 9,5 | 53,8 | 200 | 35,7 | 4,7 | 7,7 | 48,1 |
| | 32000 | 33 | 180 | 0,7 | 11,5 | 65,5 | 250 | 44,1 | 5 | 7,7 | 56,8 |
| | 40000 | 39 | 225 | 0,65 | 9,5 | 75,5 | 250 | 52,9 | 5,2 | 8,2 | 66,3 |
| | 63000 | 55 | 280 | 0,6 | 11,5 | 83,2 | 250 | 74,2 | 5,6 | 8,2 | 88 |
| **Трансформаторы с РПН** | | | | | | | | | | | |
| 110 | 2500 | 6,5 | 22 | 1,5 | 10,5 | 24,5 | 400 | 19,56 | 2,5 | 7,44 | 29,5 |
| | 6300 | 13 | 50 | 1 | 37,3 | 37,3 | 400 | 26,4 | 2,96 | 7,44 | 36,8 |
| | 10000 | 8 | 60 | 0,9 | 10,5 | 42 | 400 | 33,16 | 3 | 7,44 | 43,6 |
| | 16000 | 26 | 85 | 0,85 | 10,5 | 54,5 | 400 | 42,34 | 3,22 | 7,44 | 53 |
| **Трансформаторы с расщепленной обмоткой и РПН** | | | | | | | | | | | |
| 110 | 25000 | 36 | 120 | 0,8 | 10,5 | 67,2 | 400 | 49,7 | 6,4 | 7,9 | 64 |
| | 32000 | 44 | 145 | 0,75 | 10,5 | 88 | 400 | 57,4 | 6,6 | 9,4 | 73,4 |
| | 40000 | 52 | 175 | 0,7 | 10,5 | 91,2 | 400 | 65,9 | 6,9 | 9,4 | 82,2 |
| | 63000 | 73 | 260 | 0,65 | 10,5 | 107,2 | 400 | 88,5 | 7,1 | 9,4 | 105 |
| | 80000 | 89 | 315 | 0,6 | 10,5 | — | 400 | 101,2 | 7,4 | 9,6 | 118,2 |
| **Трансформаторы с расщепленной обмоткой и РПН** | | | | | | | | | | | |
| 220 | 32000 | 125 | 215 | 4,5 | 12 | 150 | — | 80,7 | 10,6 | 9,7 | 110 |
| | 63000 | 137 | 345 | 4 | 12 | 145 | — | 130,4 | 12,9 | 9,7 | 153 |

Таблица 4.25. **Наружная установка трехфазных трехобмоточных трансформаторов с РПН**

| Напряжение, кВ | Мощность трансформатора, кВ·А | Потери, кВт | | Ток XX, % | Напряжение КЗ, % | | | Масса оборудования, т | Площадь, м² | Стоимость, тыс. руб. | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | XX | КЗ | | ВН–СН | ВН–НН | СН–НН | | | оборудования | монтажных работ | строительной части | полная |
| 35 | 6300 | 13 | 55 | 2,3 | 7,5 | 7,5 | 16,5 | 23,7 | 200 | 23,37 | 3,9 | 3,72 | 31 |
| | 10000 | 18 | 75 | 2,1 | 16,5 | 8 | 7,2 | 32,55 | 200 | 32,08 | 4,2 | 3,72 | 40 |
| | 16000 | 24 | 144 | 1,6 | 17 | 8 | 7,5 | 42,9 | 200 | 43,98 | 5,3 | 3,72 | 53 |
| 110 | 6300 | 17 | 60 | 1,2 | 10,5 | 17 | 6 | 39 | 500 | 32,8 | 4,9 | 9,8 | 47,5 |
| | 10000 | 23 | 80 | 5 | 10,5 | 17 | 6 | 52,3 | 500 | 41,2 | 5,3 | 9,8 | 56,3 |
| | 16000 | 32 | 105 | 1,05 | 10,5 | 17 | 6 | 65,8 | 500 | 51,8 | 6,6 | 9,8 | 68,2 |
| | 20000 | 45 | 127 | 2,5 | 10,5 | 17 | 6 | 68,1 | 500 | 59,1 | 6,5 | 9,8 | 75,4 |
| | 25000 | 45 | 145 | 1 | 10,5 | 17 | 6 | 78,2 | 500 | 66,7 | 7,2 | 9,8 | 83,7 |
| | 40000 | 63 | 230 | 0,9 | 10,5 | 17 | 6 | 104,3 | 500 | 85,5 | 8,1 | 13,6 | 107,2 |
| | 63000 | 87 | 310 | 0,85 | 10,5 | 17 | 6 | 131,3 | 500 | 110,6 | 10,8 | 13,6 | 135 |
| | 80000 | 73 | 380 | 0,6 | 10,5 | 17 | 6 | 146,3 | 500 | 125,9 | 12,5 | 13,6 | 152 |
| 220 | 25000 | 50 | 135 | 1,2 | 12,5 | 20 | 6,5 | 136 | — | 92 | 11 | 14 | 117 |
| | 40000 | 66 | 240 | 1,1 | 12,5 | 22 | 9,5 | 172 | — | 115 | 12,7 | 14 | 141,7 |
| | 63000 | 91 | 320 | 1 | 12,5 | 24 | 10,5 | 180 | — | 146 | 13,5 | 14 | 173,5 |

Таблица 4.26. **Ответвления обмоток ВН трехфазных двух- и трехобмоточных трансформаторов**

| Напряжение, кВ | Мощность трансформатора, кВ·А | Число ответвлений и пределы регулирования |
|---|---|---|
| 6 и 10 | 1000–6300 | $\pm 8 \times 1{,}25\%$ |
| 25 и 35 | 1000–6300 | $\pm 6 \times 1{,}5\%$ |
| 35 | 10000–63000 | $\pm 8 \times 1{,}5\%$ |
| 110 | 2500 | $\pm 10 \times 1{,}5\%$ и $8 \times 1{,}5\%$ |
| 110 | 6300 и более | 16; $\pm 9$ ступеней по 1,78% |
| 220 | 3200–250000 | 12; $\pm 8$ ступеней по 1,5% |

## 4.8. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

Таблица 4.27. **Технико-экономические характеристики закрытых распределительных устройств (ЗРУ)**

| Оборудование | Тип привода или трансформатора напряжения | Номинальный ток, А | Масса оборудования, т | Объем, м³ | Стоимость, тыс. руб. | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | оборудования | монтажа и материалов | строительной части | полная |
| **ЗРУ напряжением до 10 кВ с одной системой шин (КСО-2УМ)** | | | | | | | | |
| Ввод или отходящая линия с ВМП | ППМ (П) | 1000 | 0,89 | 25 | 1,75 | 0,058 | 0,378 | 2,18 |
| | ПЭ (ПС) | 1000 | 0,85 | 25 | 1,54 | 0,058 | 0,378 | 1,97 |
| Ввод и трансформатор напряжения | НТМИ (НТМК) | 600 | 0,62 | 25 | 0,59 | 0,041 | 0,378 | 1 |
| Ввод или отходящая линия с ВМП | ППМ (П) | 1500 | 1,3 | 50 | 2,31 | 0,089 | 0,756 | 3,16 |
| | ПЭ (ПС) | 1500 | 1,2 | 50 | 2,15 | 0,089 | 0,756 | 3,00 |
| Ввод от силового трансформатора с ВМП | ППМ (П) | 1500 | 1,41 | 50 | 2,28 | 0,1 | 0,756 | 3,14 |
| | ППМ (П) | 3000 | 1,52 | 50 | 2,69 | 0,1 | 0,756 | 3,54 |
| | ПЭ (ПС) | 1500 | 1,36 | 50 | 2,06 | 0,1 | 0,756 | 2,92 |
| | ПЭ (ПС) | 3000 | 1,39 | 50 | 2,36 | 0,1 | 0,756 | 3,12 |
| Проходной ввод с ВМП | ППМ (П) | 1500 | 1,26 | 50 | 2,28 | 0,1 | 0,756 | 3,14 |
| | ПЭ (ПС) | 1500 | 1,18 | 50 | 2,06 | 0,1 | 0,756 | 2,92 |

*Продолжение табл. 4.27*

| Оборудование | Тип привода или трансформатора напряжения | Номинальный ток, А | Масса оборудования, т | Объем, м³ | Стоимость, тыс. руб. | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | оборудования | монтажа и материалов | строительной части | полная |
| Ввод и трансформатор собственных нужд ТМ-35/10, ОМ-4/10 | ППМ (П) | 1500 | 1,4 | 50 | 2,68 | 0,1 | 0,756 | 3,53 |
| | ПЭ (ПС) | 1500 | 1,37 | 50 | 2,58 | 0,1 | 0,756 | 3,44 |
| Отходящая линия с ВМП | ППМ (П) | 1500 | 0,83 | 25 | 1,71 | 0,058 | 0,378 | 2,14 |
| | ПЭ (ПС) | 1500 | 0,73 | 25 | 1,42 | 0,058 | 0,378 | 1,86 |
| Отходящая линия или ввод | ПРА-17 | 400 | 0,36 | 25 | 0,45 | 0,058 | 0,378 | 0,89 |
| Секционный разъединитель | ПР-2 | 600 | 0,07 | 25 | 0,144 | 0,041 | 0,378 | 0,56 |
| Секционный выключатель ВМП | ППМ (П) | 1500 | 1,2 | 50 | 2,13 | 0,1 | 0,756 | 2,99 |
| | ППМ (П) | 3000 | 1,3 | 50 | 2,4 | 0,1 | 0,756 | 3,26 |
| | ПЭ (ПС) | 1500 | 1,2 | 50 | 2,12 | 0,1 | 0,756 | 2,98 |
| | ПЭ (ПС) | 3000 | 1,3 | 50 | 2,29 | 0,1 | 0,756 | 3,14 |
| Трансформатор напряжения НТМИ (НТМК), НОМ | НТМИ | 400 | 0,6 | 25 | 0,557 | 0,041 | 0,378 | 0,79 |
| Разрядники | РВМ (РВП) | 400 | 0,55 | 25 | 0,374 | 0,041 | 0,378 | 1,06 |
| Резервная камера (ввод, заземления сборных линий) | ПР-2 | 1500 | 0,34 | 25 | 0,278 | 0,03 | 0,378 | 0,686 |
| **Комплектные распределительные устройства К-XII (до 1500 А) и К-XV (до 3000 А) напряжением до 10 кВ** | | | | | | | | |
| Ячейка с выключателем ВМП | ППМ-10 | 600; 1500 | 1,2 | 2,7 | 2,18 | 0,06 | 0,41 | 2,65 |
| | ПЭ-11 | 600; 1500 | 1,1 | 27 | 2,28 | 0,06 | 0,41 | 2,75 |
| | ПЭВ-12 | 600; 1500 | 1,3 | 27 | 3,85 | 0,06 | 0,61 | 4,52 |
| Ячейка с трансформатором напряжения | НТМИ | — | 1 | 27 | 1,1 | 0,04 | 0,41 | 1,55 |
| Ячейка с трансформатором напряжения НТМИ и разрядники РВП | НТМИ | — | 1,1 | 27 | 1,22 | 0,04 | 0,41 | 1,97 |
| Ячейка с разрядниками РВП | — | — | 0,9 | 27 | 1 | 0,04 | 0,41 | 1,97 |
| Ячейка с трансформатором собственных нужд мощностью до 63 кВ·А | — | — | 0,9 | 27 | 1,5 | 0,06 | 0,41 | 1,97 |
| Ячейка со штепсельным разъединителем | — | 600 1500 | 1 | 27 | 0,98 | 0,04 | 0,41 | 1,43 |
| Ячейка с предохранителями | — | — | 1 | 27 | 0,33 | 0,04 | 0,41 | 0,78 |
| **Комплектные распределительные устройства КРУ 2—10 до 10 кВ** | | | | | | | | |
| Ячейка с выключателем ВМП | ППМ-10 | 600 1500 | 1,2 | 27 | 1,87 | 0,06 | 0,41 | 2,34 |
| | ПЭ-11 | 600 1500 | 1,1 | 27 | 1,79 | 0,06 | 0,41 | 2,26 |
| | ПЭВ-12 | 3000 | 1,3 | 27 | 3,85 | 0,06 | 0,61 | 4,52 |
| Ячейка с трансформатором напряжения | НТМИ | — | 0,9 | 27 | 0,93 | 0,04 | 0,41 | 1,38 |
| Ячейка с разрядниками РВП | — | — | 0,8 | 27 | 0,58 | 0,04 | 0,41 | 1,03 |
| Ячейка с трансформатором собственных нужд до 2 кВ·А | — | 600 | 0,9 | 27 | 1 | 0,04 | 0,41 | 1,45 |
| Ячейка с разъединителем или кабельная сборка | — | 600 | 0,8 | 27 | 0,78 | 0,04 | 0,41 | 2,03 |
| Ячейка со штепсельным разъединителем | — | 3000 | 1 | 27 | 1,4 | 0,04 | 0,41 | 2,05 |
| Шинопроводы | — | — | 0,2 | — | 0,557 | 0,04 | — | 0,6 |

*Продолжение табл. 4.27*

| Оборудование | Тип привода или трансформатора напряжения | Номинальный ток, А | Масса оборудования, т | Объем, м³ | Стоимость, тыс руб. | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | оборудования | монтажа и материалов | строительной части | полная |
| **Комплектные распределительные устройства 20 кВ** | | | | | | | | |
| Ячейка с выключателем | ППМ-10 | 600 | — | — | 2,62 | 0,08 | 0,5 | 3,2 |
| ВМП-20 | ПЭ-11 | 600<br>1500 | — | — | 2,72 | 0,08 | 0,5 | 3,3 |
| Ячейка с трансформатором напряжения | НТМИ | — | — | — | 1,22 | 0,08 | 0,5 | 1,8 |
| Ячейка с разрядниками РВП | — | — | — | — | 1,07 | 0,08 | 0,5 | 1,65 |
| Ячейка с трансформатором собственных нужд до 63 кВ·А | — | 600 | — | — | 1,68 | 0,08 | 0,5 | 2,26 |
| Ячейка со штепсельным разъединителем или кабельная сборка | — | 600<br>1500 | 2 | — | 1,14 | 0,08 | 0,5 | 1,72 |
| **ЗРУ 35 кВ с одной системой шин** | | | | | | | | |
| Масляные выключатели | ВМК-35 | — | 2,3 | 100 | 2,48 | 1,05 | 1,49 | 5,02 |
| | МКП-35 | — | 4,9 | 100 | 1,68 | 0,83 | 1,49 | 4,8 |
| | МГ-35 | — | 1,8 | 160 | 1,3 | 0,87 | 2,43 | 4 |
| Воздушный выключатель | ВВН-35 | — | 3,5 | 180 | 4,16 | 0,96 | 2,43 | 7,55 |
| Трансформатор напряжения | НОМ-35 | — | 1,5 | 85 | 0,55 | 0,83 | 1,35 | 2,23 |
| Разрядник РВС-35 | — | — | 0,7 | 85 | 0,33 | 0,34 | 1,35 | 2,02 |
| **ЗРУ 35 кВ с двумя системами шин** | | | | | | | | |
| Масляные выключатели | ВМК-35 | — | 2,5 | 170 | 2,63 | 1,15 | 2,57 | 6,35 |
| | С-35 | — | 1,5 | 170 | 1,03 | 0,88 | 2,57 | 4,48 |
| | МГ-35 | — | 2,2 | 180 | 1,41 | 0,92 | 2,7 | 5,03 |
| | МКП-35 | — | 4,7 | 170 | 1,78 | 0,93 | 2,57 | 5,28 |
| Воздушный выключатель | ВВН-35 | — | 3,5 | 180 | 4,98 | 1,1 | 2,7 | 8,14 |
| Трансформатор напряжения | НОМ-35 | — | 0,9 | 85 | 0,55 | 0,33 | 1,35 | 2,23 |
| Разрядник РВС-35 | — | — | 0,7 | 85 | 0,33 | 0,34 | 1,35 | 2,02 |
| **ЗРУ 110 кВ с одной системой шин** | | | | | | | | |
| Воздушный выключатель | ВВН-110 | — | 11,4 | 1100 | 14,1 | 1,39 | 15,66 | 31,15 |
| Выключатель | МГ-110 | — | 11 | 1100 | 6,28 | 1,08 | 15,66 | 23,02 |
| Трансформатор напряжения и разрядник РВС-110 | НКФ-110 | — | 7,4 | 1100 | 4,06 | 0,86 | 15,66 | 20,58 |
| **ЗРУ 110 кВ с двумя системами шин** | | | | | | | | |
| Воздушный выключатель | ВВН-110 | — | 12,2 | 1100 | 14,66 | 1,57 | 15,66 | 31,9 |
| Воздушный выключатель шиносоединительный и секционный | ВВН-110 | — | 11,4 | 1100 | 14,23 | 1,45 | 15,66 | 31,34 |
| Выключатель | МГ-110 | — | 11,9 | 1100 | 6,7 | 1,36 | 15,66 | 23,72 |

Таблица 4.28. **Технико-экономические характеристики открытых распределительных устройств (ОРУ)**

| Оборудование | Масса оборудования, т | Площадь, м² | Стоимость, тыс. руб. | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | оборудования | монтажа и материалов | строительной части | полная |
| **Комплектные распределительные устройства до 10 кВ** | | | | | | |
| Ячейка с выключателем ВМП 600—1500 А с приводом ПЭ-11 | 1,5 | 5 | 2,3 | 0,06 | 0,09 | 2,45 |
| Ячейка с выключателем ВМП 3000 А с приводом ПЭВ-12 | 2,5 | 5 | 5 | 0,12 | 0,18 | 5,3 |
| Ячейка секционирования с выключателем ВМП 3000 А с приводом ПЭВ-12 | 2,3 | 5 | 4,73 | 0,12 | 0,18 | 5,03 |
| Ячейка с секционным штепсельным разъединителем 600—1500 А | 0,8 | 5 | 1,16 | 0,04 | 0,09 | 1,29 |
| Ячейка с трансформатором напряжения НТМИ | 0,9 | 5 | 1,32 | 0,04 | 0,09 | 1,45 |
| Ячейка с разрядниками РВП или РВМ | 0,9 | 5 | 1,42 | 0,04 | 0,09 | 1,55 |
| Ячейка с трансформатором собственных нужд | 0,9 | 5 | 2,15 | 0,06 | 0,09 | 2,3 |
| **ОРУ 35 кВ с одной системой шин на железобетонных конструкциях** | | | | | | |
| Ввод с короткозамыкателем и 3 РВС | 0,9 | 100 | 0,49 | 0,27 | 1,68 | 2,44 |
| Ввод с РЛНД, отделителем, короткозамыкателем и 3 РВС | 1,7 | 150 | 0,98 | 0,42 | 2,52 | 2,92 |
| Ввод с РЛНД, отделителем, короткозамыкателем и 3 РВС | 2,1 | 200 | 1,12 | 0,7 | 3,36 | 5,18 |
| Ввод с 3 РЛНД, отделителем, короткозамыкателем и РВС | 3,3 | 250 | 1,6 | 0,84 | 4,2 | 6,63 |
| Два ввода с 2 РЛНД, 2 отделителями, короткозамыкателем и 3 РВС | 3,7 | 300 | 1,89 | 1,15 | 5,04 | 8,08 |
| ВМК-35 | 4 | 200 | 2,2 | 0,62 | 3,36 | 6,18 |
| ВБД-35 | 3 | 200 | 1,4 | 0,48 | 3,36 | 5,24 |
| Выключатели: | | | | | | |
| ВМ-35 | 2,3 | 200 | 1,31 | 0,43 | 3,36 | 5,1 |
| ВМД-35 | 2,4 | 200 | 1,36 | 0,46 | 3,36 | 5,18 |
| МКП-35 | 5 | 200 | 1,67 | 0,51 | 3,36 | 5,54 |
| МГ-35 | 2,2 | 200 | 1,5 | 0,38 | 3,36 | 5,25 |
| Короткозамыкатели КЗ-35 | 0,4 | 150 | 0,3 | 0,19 | 2,52 | 3,01 |
| Трансформатор напряжения НОМ-35 | 1,7 | 150 | 0,76 | 0,24 | 2,52 | 3,52 |
| Разрядник РВС-35 | 0,8 | 150 | 0,34 | 0,13 | 2,52 | 3 |
| Отделители ОД-35/600 | 0,8 | 200 | 0,35 | 0,3 | 3,36 | 4,01 |
| **ОРУ 35 кВ с двумя системами шин на железобетонных конструкциях** | | | | | | |
| Два ввода с 4 РЛНД, 2 короткозамыкателями, 6 РВС | 4,3 | 400 | 2 | 0,96 | 6,72 | 9,68 |
| Два ввода с 4 РЛНД, 2 отделителями, 2 короткозамыкателями, 6 РВС | 5,2 | 500 | 2,7 | 1,34 | 8,4 | 12,44 |
| Два ввода с 3 РЛНД, 3 отделителями, 2 короткозамыкателями, 6 РВС | 5,1 | 500 | 2,81 | 1,4 | 8,4 | 12,61 |
| Выключатели: | | | | | | |
| ВМК-35 | 4,3 | 350 | 2,63 | 0,79 | 5,88 | 9,31 |
| ВБ-35 | 2,8 | 350 | 1,31 | 0,61 | 5,88 | 7,79 |
| ВБД-35 | 3,4 | 350 | 1,74 | 0,66 | 5,88 | 8,28 |
| ВМД-35 | 3,1 | 250 | 1,71 | 0,68 | 5,88 | 8,27 |
| МКП-35 | 5 | 350 | 2,11 | 0,73 | 5,88 | 8,71 |
| МГ-35 | 2,4 | 350 | 1,83 | 0,56 | 5,88 | 8,27 |

*Продолжение табл. 4.28*

| Оборудование | Масса оборудования, т | Площадь, м² | Стоимость, тыс. руб. | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | оборудования | монтажа и материалов | строительной части | полная |
| **ОРУ 110 кВ с одной системой шин на железобетонных конструкциях** | | | | | | |
| Ввод с короткозамыкателем и 3 РВС | 1,5 | 100 | 0,85 | 0,31 | 1,68 | 2,84 |
| Ввод с РЛНД, отделителем, короткозамыкателем, 3 РВС | 3,5 | 150 | 1,7 | 0,54 | 2,52 | 4,76 |
| Ввод с 2 РЛНД, отделителем, короткозамыкателем, 3 РВС | 5,8 | 200 | 3,61 | 0,92 | 3,36 | 6,89 |
| Ввод с 3 РЛНД, короткозамыкателем, 3 РВС, отделителем | 7,3 | 250 | 2,82 | 1,1 | 4,2 | 8,12 |
| Два ввода с 2 РЛНД, 2 отделителями, короткозамыкателем, 3 РВС | 7,4 | 300 | 3,41 | 1,37 | 5,04 | 9,55 |
| Выключатели: | | | | | | |
| ВМК-110 | 14 | 500 | 6,48 | 1,29 | 8,42 | 16,18 |
| МКП-110 | 22,3 | 500 | 6,6 | 1,21 | 8,42 | 16,24 |
| МГ-110 | 10 | 500 | 5,84 | 0,56 | 8,42 | 14,82 |
| ВВН-110 | 11,4 | 500 | 13,12 | 0,7 | 8,42 | 22,24 |
| Отделитель ОД-110/600 | 1,7 | 250 | 0,57 | 0,37 | 4,2 | 5,14 |
| Разъединитель РОНЗ-110/600 | 1,8 | 250 | 0,76 | 0,27 | 4,2 | 5,23 |
| Короткозамыкатель КЗ-110 | 1 | 250 | 0,34 | 0,19 | 4,2 | 4,73 |
| Трансформатор напряжения НКФ-110 | 4,8 | 200 | 3,14 | 0,3 | 3,36 | 6,8 |
| Разрядник РВС-110 | 3,2 | 200 | 1,02 | 0,21 | 3,36 | 4,59 |
| **ОРУ 110 кВ с двумя системами шин на железобетонных конструкциях** | | | | | | |
| Два ввода с 4 РЛНД, 2 короткозамыкателями, 6 РВС | 9,4 | 400 | 3,57 | 1,33 | 6,72 | 11,62 |
| Два ввода с 4 РЛНД, 2 отделителями, 2 короткозамыкателями, 6 РВС | 11 | 500 | 4,63 | 1,77 | 8,4 | 14,8 |
| Два ввода с 3 РЛНД, 3 отделителями, 2 короткозамыкателями, 6 РВС | 10,4 | 500 | 4,73 | 1,82 | 8,4 | 14,95 |
| Выключатели: | | | | | | |
| ВМК-110 | 17 | 700 | 7,14 | 1,71 | 11,76 | 20,61 |
| МКП-110 | 24,3 | 700 | 7,51 | 1,52 | 11,76 | 19,35 |
| МГ-110 | 11,9 | 700 | 6,71 | 0,88 | 11,76 | 19,35 |
| ВВН-110 | 13 | 700 | 14,1 | 0,99 | 11,76 | 26,76 |

Таблица 4.29. **Технико-экономические характеристики ОРУ без выключателей**

| Оборудование | Площадь, м² | Масса оборудования, т | Стоимость, тыс. руб. | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | оборудования | монтажа и материалов | строительной части | полная |
| **ОРУ 35 кВ** | | | | | | |
| Блок с предохранителем | 250 | 0,8 | 0,5 | 0,18 | 0,96 | 1,64 |
| Блок с отделителем | 250 | 1,4 | 1 | 0,32 | 1,1 | 2,42 |
| Объединенный блок с предохранителями | 400 | 1,5 | 0,9 | 0,31 | 1,7 | 2,91 |
| Объединенный блок с отделителями | 450 | 2,7 | 2 | 0,6 | 1,7 | 4,3 |
| Два блока с автоматической перемычкой между ними | 450 | 3,3 | 2,3 | 0,7 | 3,2 | 6,2 |

*Продолжение табл. 4.29*

| Оборудование | Площадь, м² | Масса оборудования, т | Стоимость, тыс. руб. | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | оборудования | монтажа и материалов | строительной части | полная |
| **ОРУ 110 кВ** | | | | | | |
| Блок с отделителями | 500 | 3 | 2,3 | 0,9 | 3 | 6,2 |
| Объединенный блок с отделителями | 800 | 6,5 | 5 | 2 | 7 | 14 |
| Два блока с автоматической перемычкой с отделителями | 1000 | 8 | 6 | 2,2 | 8 | 16,2 |
| **ОРУ 220 кВ** | | | | | | |
| Блок с отделителями | 900 | 7 | 5,8 | 1,3 | 6,4 | 13,5 |
| Два блока с автоматической перемычкой между ними | 1800 | 20 | 16 | 3,4 | 17 | 36,4 |
| Объединенный блок с отделителями | 1800 | 42 | 11,7 | 3 | 16 | 30,7 |

Примечание. Подстанции с короткозамыкателями и отделителями могут быть тупиковыми, ответвительными и узловыми. Они могут получать питание как по одноцепным, так и по двухцепным линиям, причем эти линии могут иметь одно- и двустороннее питание.

В сетях 35 кВ, работающих с изолированной или компенсированной нейтралью, для обеспечения надежного отключения искусственного КЗ необходимо поставить короткозамыкатели в две фазы, а в сетях 110 кВ и выше, работающих с глухозаземленной нейтралью, достаточно иметь короткозамыкатель в одной фазе.

На тупиковых подстанциях на стороне высшего напряжения вместо отделителя ставится разъединитель.

Таблица 4.30. **Технико-экономические показатели реакторов РБ и РБА на 6 кВ (три фазы)**

| Номинальный ток, А | Реактивное сопротивление, % | Потери на три фазы, кВт | Стоимость, тыс. руб. | | | Номинальный ток, А | Реактивное сопротивление, % | Потери на три фазы, кВт | Стоимость, тыс. руб. | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | электрической части | строительной части | полная | | | | электрической части | строительной части | полная |
| 200 | 4 | 5,1 | 0,87 | 0,85 | 1,72 | 1500 | 6 | 20,1 | 2,75 | 1,08 | 3,83 |
| | 8 | 7,5 | 1,2 | 0,85 | 2,05 | | 8 | 25,5 | 2,93 | 1,08 | 4,01 |
| 300 | 4 | 6,9 | 1,02 | 0,85 | 1,87 | | 10 | 28,8 | 3,19 | 1,08 | 4,27 |
| | 8 | 10,5 | 1,53 | 0,85 | 2,38 | 2000 | 6 | 24 | 3,34 | 2,13 | 4,47 |
| 400 | 4 | 7,8 | 1,2 | 0,85 | 2,05 | | 8 | 33,4 | 3,52 | 1,13 | 4,65 |
| | 6 | 11,4 | 1,4 | 0,85 | 2,25 | | 10 | 37,2 | 3,77 | 1,13 | 4,9 |
| | 8 | 12,6 | 1,63 | 0,85 | 2,48 | | 12 | 40,5 | 4,05 | 1,13 | 5,18 |
| 500 | 4 | 8,7 | 1,27 | 0,95 | 2,22 | 3000 | 8 | 54,3 | 4,2 | 1,13 | 5,33 |
| | 8 | 13,5 | 1,58 | 0,95 | 2,53 | | 10 | 45,8 | 4,45 | 1,13 | 5,33 |
| 600 | 4 | 8,5 | 1,42 | 0,95 | 2,37 | | 12 | 54,8 | 4,7 | 1,13 | 5,83 |
| | 6 | 13,8 | 1,58 | 0,95 | 2,53 | 4000 | 8 | 4,5 | 4,5 | 1,25 | 5,75 |
| | 10 | 18,6 | 2,08 | 0,95 | 3,03 | | 10 | 52,8 | 4,75 | 1,25 | 6 |
| 1000 | 6 | 15,6 | 2,2 | 1,05 | 3,25 | | 12 | 66 | 5 | 1,25 | 6,25 |
| | 10 | 24,6 | 2,55 | 1,05 | 3,6 | | | | | | |

Таблица 4.31. **Технико-экономические характеристики реакторов РБ и РБА на 10 кВ (три фазы)**

| Номинальный ток, А | Реактивное сопротивление, % | Потери на три фазы, кВт | Стоимость, тыс. руб. | | | Номинальный ток, А | Реактивное сопротивление, % | Потери на три фазы, кВт | Стоимость, тыс. руб. | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | электрической части | строительной части | полная | | | | электрической части | строительной части | полная |
| 200 | 4 | 7 | 1,17 | 0,85 | 2,02 | 1500 | 5 | 28 | 3,14 | 1,08 | 4,22 |
| | 8 | 10 | 1,53 | 0,85 | 2,38 | | 6 | 33,3 | 3,34 | 1,08 | 4,42 |
| 300 | 4 | 9 | 1,35 | 0,85 | 2,2 | | 8 | 36,9 | 3,8 | 1,08 | 4,88 |
| | 8 | 15 | 1,79 | 0,85 | 2,64 | | 10 | 44,4 | 4,1 | 1,08 | 5,18 |
| 400 | 4 | 11,56 | 1,53 | 0,85 | 2,38 | 2000 | 6 | 40 | 5,65 | 1,13 | 6,78 |
| | 6 | 15 | 1,75 | 0,85 | 2,6 | | 8 | 42,3 | 4,17 | 1,13 | 5,3 |
| | 8 | 17 | 2,03 | 0,85 | 2,88 | | 10 | 50,7 | 4,45 | 1,13 | 5,58 |
| 500 | 4 | 15 | 1,6 | 0,95 | 2,55 | | 12 | 56,7 | 4,87 | 1,13 | 6 |
| | 8 | 19 | 2,22 | 0,95 | 3,17 | 3000 | 8 | 57 | 4,72 | 1,13 | 5,85 |
| 600 | 4 | 13,08 | 1,77 | 0,95 | 2,72 | | 10 | 70 | 5,05 | 1,13 | 6,18 |
| | 6 | 19,38 | 2,13 | 0,95 | 3,08 | | 12 | 77 | 5,45 | 1,13 | 6,58 |
| | 10 | 26 | 2,43 | 0,95 | 3,38 | 4000 | 8 | 68 | 4,95 | 1,25 | 6,2 |
| 1000 | 6 | 21,6 | 2,75 | 1,05 | 3,8 | | 10 | 76 | 5,25 | 1,25 | 6,5 |
| | 10 | 33,6 | 3,13 | 1,05 | 4,18 | | 12 | 109,6 | 6,63 | 1,25 | 6,88 |

Таблица 4.32. **Технико-экономические характеристики сдвоенных реакторов РБАС на 6 кВ (три фазы)**

| Номинальный ток, А | Реактивное сопротивление, % | Объем, м³ | Масса, т | | Потери на три фазы, кВт | Стоимость, тыс. руб | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | оборудования | материалов | | электрической части | строительной части | полная |
| 2×600 | 4 | 85 | 3,4 | 0,2 | 18,9 | 1,8 | 0,95 | 2,75 |
| | 6 | 85 | 3,5 | 0,2 | 25,8 | 1,95 | 0,95 | 2,9 |
| 2×1000 | 4 | 90 | 3,4 | 0,23 | 25,35 | 2,7 | 1,05 | 3,75 |
| | 8 | 90 | 3,3 | 0,23 | 36,69 | 2,83 | 1,05 | 3,88 |
| | 10 | 90 | 3,6 | 0,23 | 44,4 | 3,42 | 1,05 | 4,47 |
| 2×1500 | 6 | 95 | 4,8 | 0,32 | 45,9 | 3,8 | 1,05 | 4,85 |
| | 10 | 95 | 5,2 | 0,32 | 57,6 | 4,47 | 1,08 | 5,5 |
| 2×2000 | 8 | 100 | 5,2 | 0,54 | 58,5 | 4,65 | 1,13 | 5,78 |
| | 12 | 100 | 6,3 | 0,54 | 86,7 | 5,72 | 1,13 | 6,85 |
| 2×2500 | 10 | 100 | 6,5 | 0,64 | 84,9 | 6,12 | 1,13 | 7,25 |
| | 12 | 100 | 6,8 | 0,64 | 94,2 | 6,57 | 1,13 | 7,7 |
| | 15 | 100 | 8,1 | 0,64 | 122,7 | 6,87 | 1,13 | 8 |
| 2×3000 | 12 | 110 | 7,7 | 0,74 | 114 | 7,02 | 1,25 | 8,27 |
| | 15 | 110 | 9 | 0,74 | 112,5 | 7,4 | 1,25 | 8,65 |

Таблица 4.33. **Технико-экономические характеристики сдвоенных реакторов РБАС на 10 кВ (три фазы)**

| Номинальный ток, А | Реактивное сопротивление, % | Объем, м³ | Масса, т | | Потери на три фазы, кВт | Стоимость, тыс. руб. | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | оборудования | материалов | | электрической части | строительной части | полная |
| 2×600 | 4 | 85 | 4,8 | 0,2 | 24 | 2,46 | 0,95 | 3,41 |
| | 6 | 85 | 5,2 | 0,2 | 23,7 | 2,62 | 0,95 | 3,57 |
| | 4 | 90 | 5 | 0,23 | 33,3 | 3,37 | 1,05 | 4,82 |
| | 8 | 90 | 5,1 | 0,23 | 54,3 | 3,77 | 1,05 | 4,82 |
| | 10 | 90 | 5,5 | 0,23 | 66,6 | 4,18 | 1,05 | 5,23 |
| 2×1500 | 6 | 95 | 8,2 | 0,32 | 60,6 | 4,72 | 1,08 | 5,8 |
| | 10 | 95 | 5,9 | 0,32 | 84,6 | 5,3 | 1,08 | 6,38 |

*Продолжение табл. 4.33*

| Номинальный ток, А | Реактивное сопротивление, % | Объем, м³ | Масса, т | | Потери на три фазы, кВт | Стоимость, тыс. руб. | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | оборудования | материалов | | электрической части | строительной части | полная |
| 2×2000 | 8 | 100 | 6,5 | 0,54 | 87,3 | 5,97 | 1,13 | 7,1 |
| | 12 | 100 | 8,5 | 0,54 | 121,8 | 6,87 | 1,13 | 8 |
| 2×2500 | 10 | 100 | 8,1 | 0,64 | 115,2 | 7,29 | 1,13 | 8,42 |
| | 12 | 100 | 9 | 0,64 | 126,3 | 7,75 | 1,13 | 8,88 |
| | 15 | 100 | 11 | 0,64 | 160,8 | 8,27 | 1,13 | 9,4 |
| 2×3000 | 12 | 110 | 10,5 | 0,74 | 154,5 | 8,4 | 1,25 | 9,65 |
| | 15 | 110 | 11,5 | 0,74 | 174 | 8,86 | 1,25 | 10,11 |

Таблица 4.34. **Технико-экономические характеристики конденсаторных установок типа ККУ**

| Тип; мощность ККУ, квар | Удельные потери, кВт/квар | Масса оборудования, т | Объем, м³ | Стоимость, тыс. руб. | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | оборудования | монтажа и материалов | строительной части | полная |
| **Конденсаторные установки напряжением 0,38 кВ внутренней установки** | | | | | | | |
| ККУ-0,38-1; 80 | 0,0045 | 0,38 | 25 | 0,77 | 0,02 | 0,28 | 1,08 |
| ККУ-0,38-3; 160 | 0,0045 | 0,925 | 30 | 1,53 | 0,05 | 0,34 | 1,92 |
| ККУ-0,38-3; 160 с БРВ-1 | 0,0045 | 1,23 | 30 | 1,68 | 0,06 | 0,34 | 2,08 |
| ККУ-0,38-5; 280 | 0,0045 | 1,3 | 50 | 2,33 | 0,07 | 0,56 | 2,96 |
| ККУ-0,38-5; 280 с БРВ-1 | 0,0045 | 1,6 | 50 | 2,48 | 0,09 | 0,56 | 3,13 |
| **Конденсаторные установки напряжением 6—10 кВ внутренней установки** | | | | | | | |
| КУ-6-1; 330 | 0,003 | 1,31 | 40 | 1,6 | 0,11 | 0,45 | 2,16 |
| КУ-6-1; 330 с БРВ-2 | 0,003 | 1,34 | 40 | 1,74 | 0,12 | 0,45 | 2,31 |
| КУ-6-2; 500 | 0,003 | 1,71 | 50 | 2,35 | 0,15 | 0,56 | 3,06 |
| КУ-6-2; 500 с БРВ-2 | 0,003 | 1,74 | 50 | 2,5 | 0,17 | 0,56 | 3,23 |
| КУ-10-1; 330 | 0,003 | 1,31 | 40 | 1,62 | 0,11 | 0,45 | 2,18 |
| КУ-10-1; 330 с БРВ-2 | 0,003 | 1,34 | 40 | 1,76 | 0,12 | 0,45 | 2,33 |
| КУ-10-2; 500 | 0,003 | 1,71 | 50 | 2,36 | 0,15 | 0,56 | 3,07 |
| КУ-10-2; 500 с БРВ-2 | 0,003 | 1,74 | 50 | 2,5 | 0,17 | 0,56 | 3,23 |
| **Конденсаторные установки напряжением 6—10 кВ наружной установки** | | | | | | | |
| КУН-6-2; 420 | 0,003 | 1,21 | 10 | 2,06 | 0,08 | 0,08 | 2,22 |
| КУН-6-2; 420 с БРВ-2 | 0,003 | 1,24 | 10 | 2,2 | 0,09 | 0,08 | 2,37 |
| КУН-10-2; 400 | 0,003 | 1,41 | 10 | 2,16 | 0,08 | 0,08 | 2,32 |
| КУН-10-2; 400 с БРВ-2 | 0,003 | 1,44 | 10 | 2,3 | 0,09 | 0,08 | 2,47 |

Примечание. Для наружной установки указана площадь, м², а не объем

РАЗДЕЛ ПЯТЫЙ

# ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕОРИИ НАДЕЖНОСТИ

## 5.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Электрическое оборудование промышленных предприятий в процессе эксплуатации оказывается под воздействием разнообразных факторов: высокой влажности, агрессивных сред, пыли, атмосферных явлений (осадков, гроз, ветра), а также механической и электрической нагрузок. При этом происходят изменения основных свойств электроизоляционных, проводниковых и конструкционных материалов электроустановок, приводящие к возникновению КЗ, пробоев изоляции, механическим повреждениям, вызывающим отключения электроустановок или электросетей, т. е. к перерыву в подаче электроэнергии. Возникновение отказов электрооборудования является объективной реальностью, отражающей непрерывность процессов изменения физико-механических свойств электротехнических материалов под воздействием времени и окружающей среды.

Перерывы электроснабжения приводят к простою производства, снижению объема выпуска продукции, увеличению затрат за счет порчи основного оборудования, простоя рабочей силы, увеличения расхода сырья и материалов, восстановления отказавших электроустановок и т. п. Между тем существуют производства и технологические процессы, не допускающие даже кратковременного перерыва электроснабжения. Сюда относятся некоторые производства нефтеперерабатывающей, химической и других отраслей промышленности, крупные вычислительные центры и др. В связи с этим возникает необходимость в объективной оценке способности систем электроснабжения обеспечить бесперебойность работы и подачи электроэнергии при некотором уровне затрат на строительство и эксплуатацию (ремонт и обслуживание). Затраты могут быть сопоставлены с материальным убытком, вызываемым перерывами в подаче электроэнергии. На этой основе принимают решение о выборе способов повышения бесперебойности электроснабжения – резервирование от различных источников, увеличение числа и продолжительности технического обслуживания, повышения его качества и др. Бесперебойность (надежность) электроснабжения промышленного предприятия или отдельного производства оценивают частотой (периодичностью) перерывов питания, продолжительностью каждого перерыва и их влиянием на экономические показатели работы. В последние годы разработан и широко применяется математический аппарат теории надежности, введен и действует ГОСТ 27.002 – 83 «Надежность в технике. Термины и определения», в соответствии с которым установлена единая терминология при рассмотрении надежности технических устройств, в том числе электрооборудования промышленных предприятий и систем электроснабжения, созданы методы определения основных показателей и расчета надежности.

## 5.2. ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ТЕРМИНЫ НАДЕЖНОСТИ

Надежность – это свойство объекта или технического устройства выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортирования. Надежность – сложное свойство, включающее в себя безотказность, долговечность, ремонтопригодность и сохранность.

Безотказность – свойство объекта непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени.

Долговечность – свойство объекта сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонтов.

Ремонтопригодность – свойство объекта, заключающееся в приспособленности к предупреждению и обнаружению причин возникновения его отказов, повреждений и устранению их последствий путем проведения ремонтов и технического обслуживания.

Работоспособность – состояние объекта выполнять определенные функции, сохраняя заданные параметры в пределах, установленных нормативно-технической документацией.

Отказ – событие, заключающееся в нарушении работоспособности объекта.

Наработка – продолжительность или объем работы объекта в промежутке между двумя смежными отказами.

Ресурс – наработка объекта от начала эксплуатации или ее возобновления после среднего или капитального ремонта до наступления предельного состояния.

Срок службы – календарная продолжительность эксплуатации объекта от ее начала или возобновления после среднего

или капитального ремонта до наступления предельного состояния.

Показатель надежности – количественная характеристика одного или нескольких свойств, составляющих надежность объекта.

## 5.3. ЭЛЕМЕНТЫ ТЕОРИИ ВЕРОЯТНОСТЕЙ И МАТЕМАТИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ

**Основные понятия теории вероятностей.** Надежность электротехнических устройств, систем и элементов зависит от различных факторов, определяемых как внутренними свойствами устройства, так и воздействием внешних условий объективного и субъективного характера. Это приводит к тому, что процесс возникновения отказов и характеристики надежности по своей физической природе носят случайный характер. Поэтому для их изучения используется аппарат теории вероятностей и математической статистики.

Для оценки показателей надежности широко используют понятия случайного события и случайной величины.

Событие – это свершившийся факт. Случайным событием называют всякий факт, который может произойти в результате испытаний с соблюдением определенных условий. Наиболее характерный пример случайного события – отказ электротехнического устройства.

Случайной величиной называют величину, которая в результате опыта может принимать то или иное значение, например промежутки времени между отказами, длительность восстановления системы электроснабжения при отказе и т. п.

В зависимости от условий проявления событий и их характера случайные величины, характеризующие эти события, разделяют на дискретные и непрерывные. Случайная величина дискретного типа может принимать только определенные целые значения, которые можно занумеровать с помощью натурального ряда чисел, например число отказов, число отключений выключателя за определенный промежуток времени (*месяц, год*), *количество ремонтного персонала* в бригаде и т. п.

Случайной непрерывной является величина, возможные значения которой непрерывно заполняют некоторый интервал числовой оси, например время между двумя отказами, время восстановления отказавшего устройства и т. п. Случайную величину характеризуют вероятностью, что ее значение будет равно заданному или окажется в указанных пределах. Допустим, производят $N$ испытаний (например, число включений выключателя устройством АПВ), в результате которых событие $A$ появилось $N_0$ раз (в этом примере $N_0$ – число успешных АПВ). Отношение $N_0/N$ называют частотой случайного события $A$ (частотой успешного АПВ). При увеличении числа испытаний отношение $N_0/N$ будет изменяться, стремясь приблизиться к некоторому числу $p$, т. е. $(N_0/N)_{N\to\infty} = p$.

Число $p$ называют вероятностью события $A$, т. е. $p(A) \approx N_0/N$.

Таким образом, вероятностью случайного события называют случайное число, вокруг которого группируются частоты этого события по мере увеличения числа испытаний.

Из определения вероятности следует, что ее значение не может быть больше единицы, т. е. $0 \leqslant p(A) \leqslant 1$.

Событие называют достоверным, если оно имеет место при любом испытании, т. е. вероятность его $p = 1$.

Событие называют невозможным, если оно не имеет места ни в одном испытании, т. е. вероятность его $p = 0$.

При изучении двух или нескольких событий, наступающих одновременно, различают события несовместные и совместные, независимые и зависимые. Два события называют совместными, если появление одного из них не исключает появление другого. События называют несовместными, если невозможно их одновременное наступление.

Если событие может наступить или не наступить независимо от наступления другого события, его называют независимым. Если же возможность появления одного события зависит от того, произошло или не произошло другое событие, то такое событие называют зависимым.

## 5.4. ОСНОВНЫЕ ТЕОРЕМЫ ТЕОРИИ ВЕРОЯТНОСТЕЙ

При решении задач надежности применяют *основные теоремы теории вероятностей*.

Теорема сложения вероятностей. Вероятность того, что произойдет одно из двух совместных событий или событие $A$, или событие $B$, равна сумме вероятностей наступления каждого события $p(A)$ и $p(B)$ без вероятности их совместного на-

ступления $p(AB)$, т. е.

$$p(A+B)=p(A)+p(B)-p(AB). \quad (5.1)$$

Формула (5.1) относится к случаю совместных событий. Если же события $A$ и $B$ взаимно исключают друг друга, т. е. несовместны, то $p(AB)=0$ и (5.1) примет вид

$$p(A+B)=p(A)+p(B). \quad (5.2)$$

В общем случае для $N$ событий (5.1) и (5.2) примут вид:

для совместных событий

$$p(A_1+A_2+\ldots+A_N)=\sum_{i=1}^{N}p(A_i)-\sum_{i<j}^{N}p(A_iA_j)+$$

$$+\sum_{i<j<l}^{N}p(A_iA_jA_l)+\ldots; \quad (5.3)$$

для несовместных событий

$$p(A_1+A_2+A_3+\ldots+A_N)=\sum_{i=1}^{N}p(A_i). \quad (5.4)$$

Теорема умножения вероятностей. Вероятность сложного события, состоящего из двух простых зависимых событий $p(AB)$, равна произведению вероятностей одного события на условную вероятность другого

$$p(AB)=p(AB)p(B/A), \quad (5.5)$$

где $p(B/A)$ – условная вероятность события $B$, т. е. вероятность события $B$ при наличии события $A$. Если события $A$ и $B$ независимы, то $p(B/A)=p(B)$ и (5.5) примет вид

$$p(AB)=p(A)p(B). \quad (5.6)$$

В общем случае для $N$ событий (5.5), (5.6) примут вид:

для совместных событий

$$p(A_1A_2\ldots A_N)=p(A_1)p(A_2/A_1)\ldots$$

$$\ldots p[A_N/(A_1A_2\ldots A_{N-1})]; \quad (5.7)$$

для несовместных событий

$$p(A_1A_2A_3\ldots A_N)=\prod_{i=1}^{N}p(A_i). \quad (5.8)$$

Теорема полной вероятности. На основании теоремы сложения и теоремы умножения формулируют важную для теории надежности теорему полной вероятности. Допустим, что сложное событие $A$ может произойти только вместе с осуществлением $N$ некоторых других несовместных событий – предположений, называемых гипотезами $H_i$. В этом случае полная вероятность события $A$ равна сумме произведений вероятностей гипотез на вероятности событий $A$ при условии осуществления каждой данной гипотезы

$$p(A)=\sum_{i=1}^{N}p(H_i)p(A/H_i). \quad (5.9)$$

Теорема гипотез (формула Байеса) дает возможность судить о вероятности какого-либо предположения (гипотезы) после опыта, давшего определенный результат, и формулируется следующим образом.

Вероятность гипотезы $i$ после испытания, приведшего к осуществлению события $A$, равна произведению вероятности этой гипотезы до испытания на соответствующую ей условную вероятность события, которое произошло при испытании, деленному на полную вероятность события $A$, т. е. на сумму произведений для всех гипотез,

$$p(H_i/A)=\frac{p(H_i)p(A/H_i)}{\sum_{i=1}^{n}p(H_i)p(A/H_i)}. \quad (5.10)$$

## 5.5. ХАРАКТЕРИСТИКИ СЛУЧАЙНЫХ ВЕЛИЧИН

При испытаниях или наблюдениях случайная величина может принимать различные значения в каких-то возможных пределах. Для описания случайной величины используют вероятности того, что она принимает какое-либо определенное значение или находится в заданном интервале значений. Случайная величина полностью определена, если известен ее закон распределения. Законом распределения случайной величины называют зависимость между возможными значениями этой величины и соответствующими вероятностями. Простейшей формой задания закона распределения дискретной случайной величины является таблица, в которой против каждого из возможных значений $X=x_i$ указывается соответствующая вероятность $p_i$. Такую таблицу называют рядом распределения. Для наглядности дискретное распределение изображают в виде графика – многоугольника распределения (кривая $p_i$ на рис. 5.1).

Широко также используют функцию суммы вероятностей $p(x_i)=\sum_{j=1}^{i}p_j$, которая означает вероятность того, что случайная величина $X$ примет значение не большее, чем заданное $x_i$. На графике сумму $p(x_i)$ изобра-

жают в виде неубывающей ступенчатой кривой, которую называют функцией распределения дискретной случайной величины [кривая $F(x_i)$ на рис. 5.1].

Для непрерывных случайных величин нельзя перечислить все ее возможные значения, и поэтому для вероятностной характеристики непрерывного распределения используют не вероятность события $X = x_i$, а вероятность того, что рассматриваемая величина меньше заданной, т. е. $X < x$, где $x$ – некоторая текущая переменная.

Вероятность того, что $X < x$, зависит от текущей переменной $x$ и является функцией от $x$. Эту функцию называют функцией распределения случайной переменной $X$ или интегральным законом распределения и обозначают через $F(x)$

$$F(x) = p(X < x). \qquad (5.11)$$

Графическое изображение функции $F(x)$ показано на рис. 5.2 [24].

Основные свойства функции распределения:

а) $F(x)$ всегда неотрицательная функция, т. е. $F(x) \geqslant 0$;

б) $F(x)$ не может быть больше единицы и меньше нуля, т. е. $0 \leqslant F(x) \leqslant 1$;

в) вероятность того, что случайная величина $X$ заключена в пределах $\alpha < X < \beta$, равна разности значений интегральной функции распределения в верхнем и нижнем пределах $p(\alpha \leqslant X \leqslant \beta) = F(\beta) - F(\alpha)$;

г) предельные значения функции $F(0) = 0$, $F(+\infty) = 1$.

Производную функции от $F(x)$ называют плотностью вероятности $f(x)$ непрерывной случайной величины $X$ или дифференциальным законом распределения (рис. 5.2), причем $f(x) = F'(x)$, откуда $F(x) = \int_{-\infty}^{x} f(x)dx$.

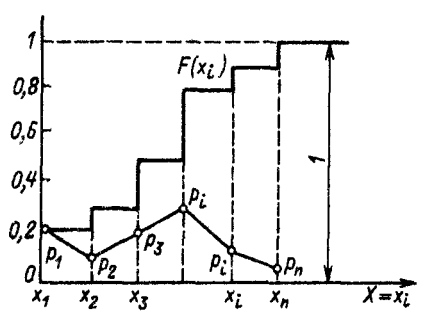



Рис. 5.1. Законы распределения дискретной случайной величины

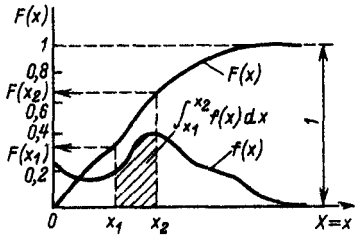



Рис. 5.2. Законы распределения непрерывной случайной величины

Основные свойства плотности вероятности $f(x)$:

а) $f(x)$ неотрицательная функция, т. е. $f(x) \geqslant 0$;

б) площадь, ограниченная кривой $f(x)$ и осью абсцисс, равна 1, т. е.

$$\int_{-\infty}^{\infty} f(x)dx = 1;$$

в) вероятность того, что непрерывная случайная переменная $X$ примет значения, находящиеся в границах от $\alpha$ до $\beta$, равна определенному интегралу в тех же пределах от плотности вероятности или

$$p(\alpha < X < \beta) = \int_{\alpha}^{\beta} f(x)dx.$$

## 5.6. ЧИСЛОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЛУЧАЙНЫХ ВЕЛИЧИН

При решении многих вероятностных задач нет необходимости в такой исчерпывающей характеристике, какую дают функция и плотность распределения. Часто достаточно иметь лишь некоторые сведения о случайной величине, характеризующие наиболее существенные ее черты. Для этого используют некоторые числовые характеристики, являющиеся параметрами закона распределения.

В теории надежности используют следующие основные характеристики случайных величин.

Математическое ожидание $M[X]$ дискретной случайной величины $X$, принимающей значения $x_i$ с вероятностями $p_i$, определяется как

$$M[X] = m = \sum_{i=1}^{n} x_i p_i. \qquad (5.12)$$

Если $X$ – случайная величина непрерывного типа с плотностью распределения ве-

роятностей $f(x)$, то математическое ожидание

$$M[X] = m = \int_{-\infty}^{+\infty} x f(x)\,dx. \qquad (5.13)$$

В инженерных расчетах применяют приближенную оценку математического ожидания, равную среднему арифметическому, которое тем точнее приближается к математическому ожиданию, чем больше число испытаний или наблюдений

$$M[X] = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_i}{n} = \sum_{i=1}^{n} X_i p_i.$$

В теории вероятностей часто возникает необходимость дать оценку, каким образом случайная величина уклоняется от своего математического ожидания, т. е. охарактеризовать разброс значений случайной величины. Числовыми характеристиками рассеяния случайной величины около ее математического ожидания и среднего значения являются дисперсия $D[X]$ и среднеквадратическое отклонение $\sigma$.

Дисперсия – это математическое ожидание квадрата отклонений случайной величины.

Для дискретных случайных величин

$$D[X] = M[(x-m)^2] = \sum_{i=1}^{n} (x_i - m)^2 p_i. \qquad (5.14)$$

Для непрерывных случайных величин

$$D[X] = \int_{0}^{\infty} (x-m)^2 f(x)\,dx. \qquad (5.15)$$

Среднеквадратическое отклонение определяют по формуле $\sigma = \sqrt{D[X]}$.

## 5.7. ЗАКОНЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СЛУЧАЙНЫХ ВЕЛИЧИН

При исследовании надежности работы технических устройств важным является установление закона распределения как дискретных, так и непрерывных случайных величин. Ниже рассмотрены распределения, которые чаще всего встречаются на практике.

Законы распределения дискретных величин. Наиболее распространенными в теории надежности законами распределения дискретных величин являются биномиальный закон и закон распределения Пуассона.

Биномиальный закон распределения встречается при повторении испытаний. Допустим, производится серия $n$ независимых одинаковых опытов, причем вероятность появления изучаемого события в каждом опыте постоянна и равна $p$, а вероятность его непоявления $q = 1 - p$. Тогда вероятность $p_{n,m}$ появления данного события точно $m$ раз равна

$$p_{n,m} = c_n^m p^m q^{n-m} = \frac{n!}{m!(n-m)!} p^m q^{n-1}. \qquad (5.16)$$

Основные свойства биномиального распределения:

а) область значений – целые положительные числа от 0 до $n$;

б) вероятность $p$ может иметь любое значение между 0 и $+1$, при $p = 0{,}5$ закон распределения симметричный;

в) $n$ – целое положительное число;

г) математическое ожидание определяют как $m_x = np$;

д) среднеквадратическое отклонение равно $\sigma_x = \sqrt{npq}$.

Распределение Пуассона встречается в задачах о повторении испытаний, в которых вероятность ожидаемого события мала. Допустим, что за заданное время $t$ происходит в среднем какое-то постоянное число $a$ однородных событий. Например, среднее число отказов в работе какого-то устройства за время $t$ равно $a$, т. е. $a = \omega t$. Эти события появляются независимо друг от друга. Тогда вероятность того, что возникнет ровно $m$ отказов (произойдет $m$ однородных событий), определяют по формуле Пуассона

$$p_m = \frac{a^m}{m!} e^{-a}. \qquad (5.17)$$

Вероятность того, что $m = 0$, т. е. не произойдет ни одного события (отказа) за время $t$, будет вероятностью безотказной работы $p(t) = \exp(-\omega t)$. Закон Пуассона может быть получен из биномиального распределения при достаточно больших значениях $n$ и малых $p$. Свойства распределения Пуассона:

а) распределение Пуассона зависит от одного параметра $a$, который является математическим ожиданием ($m_x = a$);

б) среднеквадратическое отклонение $\sigma = \sqrt{a}$;

в) распределение несимметричное; несимметричность особенно сильно выражена при малых $a$.

На практике находят применение и другие распределения дискретных величин (гипергеометрическое, геометрическое, полиномиальное).

Законы распределения непрерывных случайных величин. Непрерывными случайными величинами при рассмотрении вопросов надежности являются время безотказной работы устройства, время восстановления работоспособности устройства после отказов, случайные значения параметров элементов, технические параметры устройства и другие показатели надежности, являющиеся функцией от непрерывных случайных величин. Наиболее часто встречающимися в теории надежности законами распределения случайных величин являются нормальный, логарифмически-нормальный, гамма-распределение, Вейбулла, экспоненциальный.

Нормальное распределение – это одно из основных распределений математической статистики. Широкая область его применения обусловлена центральной предельной теоремой (распределение среднего значения $n$ наблюдений или испытаний при довольно общих условиях стремится к нормальному независимо от вида исходного распределения). В теории надежности нормальное распределение часто встречается или принимается априорно как распределение наработки при отказах вследствие износа и старения. Для многих электротехнических устройств, электрического оборудования, электроизоляционных материалов, радиодеталей время наработки между отказами при старении имеет нормальное распределение.

Плотность распределения

$$f(x)=\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}e^{-\frac{(x-m)^2}{2\sigma^2}},\quad -\infty<x<+\infty, \tag{5.18}$$

где $\sigma$ – среднеквадратическое отклонение случайной величины от своего математического ожидания $m$.

Функция распределения

$$F(x)=\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}\int_{-\infty}^{x}e^{-\frac{(x-m)^2}{2\sigma^2}}dx. \tag{5.19}$$

Математическое ожидание и дисперсия: $M[X]=m$; $D[X]=\sigma^2$.

Логарифмически нормальное распределение – это распределение случайной величины, логарифм которой имеет нормальное распределение. В теории надежности применяют для описания степени износа и наработки, когда происходит «выгорание» ненадежных элементов. Кроме того, это распределение часто применяют при описании времени восстановления отказавших технических устройств и электрооборудования.

Плотность распределения

$$f(x)=\begin{cases}\dfrac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}}e^{-\frac{1}{2}\frac{(\ln x-\mu)^2}{\sigma}}, & x\geqslant 0;\\ 0, & x<0,\end{cases} \tag{5.20}$$

где $\mu$, $\sigma$ – параметры распределения; $-\infty<\mu<\infty$; $\sigma>0$.

Функция распределения

$$F(x)=\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}\int_{0}^{x}\frac{1}{t}\exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln t-\mu}{\sigma}\right)^2\right]dt. \tag{5.21}$$

Математическое ожидание и дисперсия

$$M[X]=\exp\left[\mu+\frac{\sigma^2}{2}\right];$$

$$D[X]=e^{2\mu+\sigma^2}(e^{\sigma^2}-1).$$

Гамма-распределение является основным распределением математической статистики для случайных величин, ограниченных с одной стороны, например $0\leqslant x<\infty$. В теории надежности этот закон применяют для описания наработки до отказа вследствие износа или накопления повреждений, наработки системы с резервными элементами, времени восстановления и т. п.

Плотность вероятности гамма-распределения

$$f(x)=\begin{cases}\dfrac{\lambda^{\eta}}{\Gamma(\eta)}x^{\eta-1}e^{-\lambda x}, & x\geqslant 0;\\ 0, & x<0,\end{cases} \tag{5.22}$$

где $\eta$ – параметр формы; $\lambda$ – параметр масштаба.

Функция распределения

$$F(x)=\begin{cases}\displaystyle\int_{0}^{x}\frac{\lambda^{\eta}}{\Gamma(\eta)}t^{\eta-1}e^{-\lambda x}dx, & x\geqslant 0;\\ 0, & x<0.\end{cases} \tag{5.23}$$

Математическое ожидание и дисперсия

$$M[X]=\eta/\lambda;\ D[X]=\eta/\lambda^2.$$

Распределение Вейбулла является общим распределением времени безотказной работы и времени восстановления при разнообразных потоках отказов. При аппроксимации статистических данных возможны случаи, когда одни и те же

данные могут быть одинаково успешно описаны логарифмически нормальным распределением, распределением Вейбулла и гамма-распределением. По этой причине закон Вейбулла в последние годы находит широкое применение как универсальный закон для описания случайных величин.

Плотность вероятности (в общем виде)

$$f(x)=\frac{\beta(x-\delta)^{\beta-1}}{(\theta-\delta)^{\beta}}\exp\left[-\left(\frac{x-\delta}{\theta-\delta}\right)^{\beta}\right],\quad x\geqslant \geqslant\delta\geqslant 0, \tag{5.24}$$

где $\beta$ – параметр формы; $\theta$ – параметр масштаба; $\delta$ – параметр положения. Эти величины всегда положительны.

$$M[X]=\Gamma\left(1+\frac{1}{\beta}\right)\alpha^{1/\beta};$$

$$D[X]=\sigma^2=$$

$$=\alpha^{2/\beta}\left\{\Gamma\left(1+\frac{2}{\beta}\right)-\left[\Gamma\left(1+\frac{1}{\beta}\right)\right]^2\right\}, \tag{5.25}$$

где $\Gamma\left(1+\frac{1}{\beta}\right)$, $\Gamma\left(1+\frac{2}{\beta}\right)$ – табулированные гамма-функции от параметра $\beta$.

Закон Вейбулла при изменении параметра формы и масштаба может вырождаться от нормального до экспоненциального. В этом состоит одно из его достоинств с точки зрения возможности универсального применения.

Экспоненциальное распределение является распределением времени между событиями, появляющимися с постоянной интенсивностью. В теории надежности экспоненциальное распределение применяют для описания наработки сложных систем, прошедших период приработки.

Плотность вероятности

$$f(x)=\begin{cases}\lambda e^{-\lambda x}, & x\geqslant 0;\\ 0, & x<0,\end{cases} \tag{5.26}$$

где $\lambda>0$ – интенсивность отказов.

Функция распределения

$$F(x)=\begin{cases}1-e^{-\lambda x}, & x\geqslant 0;\\ 0, & x<0.\end{cases} \tag{5.27}$$

Математическое ожидание и дисперсия

$$M[X]=\frac{1}{\lambda};$$

$$D[X]=\frac{1}{\lambda^2}. \tag{5.28}$$

## 5.8. ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ

Появление отказов в технических устройствах по своей физической природе носит случайный характер, и поэтому показатели надежности являются статистическими величинами, определяемыми на основе правил математической статистики и теории вероятностей. К числу наиболее широко применяемых показателей надежности относятся: вероятность безотказной работы $P(t)$; частота отказов $a(t)$; наработка на отказ $T_0$; средняя наработка до отказа $T_{0,ср}$; интенсивность отказов $\lambda(t)$; параметр потока отказов $\omega(t)$; коэффициент готовности $K_г$; коэффициент использования $K_и$; коэффициент простоя $K_п$.

Вероятность безотказной работы – это вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ технического устройства или объекта не возникнет. Вероятность безотказной работы можно представить как вероятность того, что время исправной работы технического устройства или объекта будет больше некоторого заданного времени

$$P(t)=\text{Вер}(T>t).$$

По статистическим данным об отказах вероятность безотказной работы оценивают выражением

$$P^*(t)=\frac{N-n(t)}{N}, \tag{5.29}$$

где $P^*(t)$ – статистическая оценка вероятности безотказной работы; $N$ – число технических устройств или объектов в начале испытаний; $n(t)$ – число отказавших устройств или объектов за время $t$.

При значительном увеличении числа испытываемых элементов статистическая оценка $P^*(t)$ практически совпадает с вероятностью $P(t)$.

При определении показателей надежности вместо терминов «техническое устройство» или «объект» удобно использовать понятие элемента как составной части системы или сложного устройства.

Вероятность отказа – вероятность того, что при определенных условиях эксплуатации в заданном интервале времени произойдет хотя бы один отказ. Вероятность отказа можно представить как вероятность того, что время исправной работы элемента примет значение, не большее заданного времени $t$. Так как отказ и безотказная работа являются событиями противоположными, то можно записать

$$Q(t)=1-P(t)=P\{T\leqslant t\}.$$

Статистическая оценка вероятности отказа

$$Q^*(t) = \frac{n(t)}{N}. \quad (5.30)$$

Частота отказов – отношение числа отказавших элементов в единицу времени к первоначальному числу испытываемых элементов

$$a^*(t) = \frac{n(\Delta t)}{N\Delta t}, \quad (5.31)$$

где $n(\Delta t)$ – число отказавших элементов в интервале времени $\Delta t$; $N$ – первоначальное число элементов.

Согласно определению частота отказов есть плотность вероятности отказов, т. е.

$$a(t) = \frac{dQ(t)}{dt} = -\frac{dP(t)}{dt} = f(t), \quad (5.32)$$

отсюда

$$Q(t) = \int_0^t f(t)\,dt; \quad P(t) = 1 - \int_0^t f(t)\,dt. \quad (5.33)$$

Средняя наработка до отказа – математическое ожидание времени работы элемента до первого отказа

$$T_{0,\,ср} = \int_0^\infty P(t)\,dt.$$

По статистическим данным об отказах средняя наработка до отказа вычисляется по формуле

$$T^*_{0,ср} = \frac{\sum_{i=1}^{n} T_{0,i}}{n}, \quad (5.34)$$

где $T_{0,i}$ – время безотказной работы $i$-го элемента (устройства); $n$ – число испытываемых элементов.

Интенсивность отказов – отношение числа отказов в единицу времени к числу элементов, оставшихся исправными к началу рассматриваемого промежутка времени. При этом отказавшие элементы не заменяют.

Согласно определению

$$\lambda(t) = \frac{n(\Delta t)}{[N - n(t)]\,\Delta t}, \quad (5.35)$$

где $n(\Delta t)$ – число отказов за промежуток времени $\Delta t$; $N$ – начальное число элементов; $n(t)$ – общее число отказавших элементов к началу рассматриваемого промежутка времени.

Физический смысл интенсивности отказов состоит в том, что она выражает вероятность отказа за достаточно малый промежуток времени.

Интенсивность отказов можно выразить как

$$\lambda(t) = \frac{a(t)}{P(t)} = \frac{f(t)}{P(t)} = \frac{P'(t)}{P(t)}. \quad (5.36)$$

Тогда вероятность безотказной работы

$$P(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t)dt}. \quad (5.37)$$

Обычно интенсивность отказов меняется во времени. При экспоненциальном законе распределения времени безотказной работы интенсивность отказов постоянна во времени и равна параметру потока отказов

$$\lambda(t) = \lambda = \omega(t) = \text{const}.$$

Это положение имеет важное значение при ориентировочных расчетах надежности систем по опытным данным о надежности типовых элементов. Такие данные содержат либо усредненные значения интенсивности отказов типовых элементов, если они определены в результате заводских испытаний, либо значения параметров потока отказов, если они взяты из опыта эксплуатации восстанавливаемой аппаратуры. В том и другом случае ими можно пользоваться при расчетах, если принято допущение об экспоненциальном законе распределения.

Рассмотренные выше показатели надежности – вероятность безотказной работы, частота отказов, интенсивность отказов и средняя наработка до отказа – используют главным образом для оценки надежности невосстанавливаемых изделий. Однако их можно применять и при оценке надежности восстанавливаемых изделий до появления первого отказа.

Критерии, рассматриваемые ниже, – параметр потока отказов и наработка на отказ – имеют смысл только по отношению к восстанавливаемым отказам.

Параметр потока отказов – отношение числа отказавших в единицу времени элементов $n(\Delta t)$ к общему числу испытываемых однотипных элементов $N$ при условии, что отказавшие изделия заменяются новыми (т. е. число испытываемых изделий в партии сохраняется одинаковым на протяжении всего испытания)

$$\omega^*(t) = \frac{n(\Delta t)}{N\Delta t}, \quad (5.38)$$

где $n(\Delta t)$ – число вышедших из строя эле-

ментов в интервале времени $\Delta t$; $N$ – число испытываемых элементов в партии.

Условие замены отказавших элементов при испытаниях отражает реальный процесс эксплуатации технических устройств длительного использования, когда взамен отказавших элементов ставятся новые и устройства продолжают работать.

Наработка на отказ – среднее значение времени между соседними отказами

$$T^*_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} T_i}{n}. \qquad (5.39)$$

где $T_i$ – время безотказной работы элемента между $(i-1)$-м и $i$-м отказами; $n$ – число отказов за некоторое время $t$.

Для оценки некоторых эксплуатационных свойств технических устройств, зависящих от их надежности (готовность устройства к работе), применяют коэффициенты использования, готовности и простоя.

Коэффициент использования – отношение времени исправной работы технического устройства к сумме времени работы и вынужденных простоев за один и тот же календарный срок

$$K_{\text{и}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} t_i}{\sum_{i=1}^{n} t_i + \sum_{i=1}^{n} t_{\text{п},i}}, \qquad (5.40)$$

где $t_i$ – время исправной работы между $(i-1)$-й и $i$-й остановками; $t_{\text{п},i}$ – время вынужденного простоя после $i$-й остановки; $n$ – число перерывов в работе за выбранный календарный срок, включая отказы и остановки для проведения профилактики.

Коэффициент использования показывает, какую долю общего времени работы и простоя техническое устройство находится в исправном, готовом к применению состоянии.

Коэффициент готовности – отношение времени безотказной работы к сумме времени безотказной работы и вынужденных простоев из-за отказов

$$K_{\text{г}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} t_i}{\sum_{i=1}^{n} t_i + \sum_{i=1}^{n} t_{i,\text{в}}}, \qquad (5.41)$$

где $t_i$ – время работы между $(i-1)$-м и $i$-м отказами; $t_{i,\text{в}}$ – время восстановления $i$-го отказа; $n$ – число отказов за рассматриваемый период.

Коэффициент готовности отличается от коэффициента использования тем, что при его определении учитывают не все время вынужденных простоев, а только ту его часть, которую затрачивают на обнаружение и устранение отказов, т. е. время простоя при техническом обслуживании исключается.

Коэффициент простоя – отношение суммарного времени вынужденного простоя к сумме времени исправной работы и вынужденных простоев

$$K_{\text{п}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} t_{\text{п},i}}{\sum_{i=1}^{n} t_{\text{п},i} + \sum_{i=1}^{n} t_i}. \qquad (5.42)$$

## 5.9. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕОРИИ НАДЕЖНОСТИ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Надежность питания для системы промышленного электроснабжения может быть обеспечена необходимым количеством генераторов, трансформаторов, секций шин, питающих линий и средствами автоматики. Проектирование схем электроснабжения промышленных предприятий начинают с определения электрических нагрузок отдельных узлов потребления электроэнергии, затем решают вопрос о выборе числа и мощности трансформаторов, после чего переходят к определению количества и пропускной способности линий, связывающих узлы питания с источниками. Рассмотрим два варианта типичной схемы электроснабжения с одной и двумя цепями питания (рис. 5.3). Предположим, что с технической точки зрения обе схемы достаточно обоснованы. Задача заключается в том, что из двух намеченных схем необходимо выбрать одну с лучшими технико-экономическими показателями.

Оптимальный вариант схемы выбирают на основе сравнения годовых приведенных затрат по каждому варианту [27]

$$З_i = k_{\text{н}} K_i + C_{\text{э},i} + У_i, \qquad (5.43)$$

где $K_i$ – капитальные затраты по $i$-му варианту; $C_{\text{э},i}$ – годовые эксплуатационные расходы на схему по $i$-му варианту; $У_i$ – годовой ущерб по $i$-му варианту; $k_{\text{н}}$ – нормативный коэффициент эффективности.

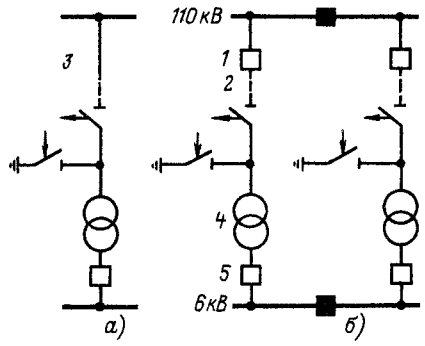



Рис. 5.3. Типичная схема электроснабжения: *а* – с одной цепью питания; *б* – с двумя цепями питания; *1* – распределительное устройство с масляным выключателем 110 кВ; *2* – воздушная линия, $l = 100$ км; *3* – распределительное устройство с отделителем на 110 кВ; *4* – двухобмоточный трансформатор 110/6 кВ; *5* – распределительное устройство на напряжение 6 кВ

С ростом затрат увеличивается надежность схемы электроснабжения и, следовательно, уменьшается годовой ущерб $У_i$ от перерывов электроснабжения. Ущерб потребителя электроэнергии от перерывов электроснабжения состоит из двух составляющих: ущерба от самого факта перерыва электроснабжения (независимо от времени перерыва) и ущерба, пропорционального длительности перерыва электроснабжения.

Тогда

$$У = У_1 N + У_2 t_\Sigma, \qquad (5.44)$$

где $У_1$ – ущерб от самого факта перерыва электроснабжения; $У_2$ – ущерб на единицу длительности перерыва электроснабжения; $N$ – число перерывов электроснабжения за год; $t_\Sigma$ – суммарная продолжительность перерывов электроснабжения в течение года.

Выражение для годовых приведенных затрат с учетом (5.44) может быть представлено в виде

$$З_i = k_н K_i + C_{э,i} + У_i N_i + У_i t_{\Sigma i}. \qquad (5.45)$$

Таким образом, выбор оптимального варианта системы электроснабжения осуществляют путем решения задач, связанных с надежностью рассматриваемых вариантов системы электроснабжения. Для увеличения надежности систем электроснабжения промышленных предприятий чаще всего применяют дублированные цепи. Дублированная система включает две одинаковые цепи, каждая из которых рассчитана на полную нагрузку. При этом переход на резервное питание осуществляется автоматически. Пример дублированной системы электроснабжения представлен на рис. 5.3. Распределение времени между отказами элементов систем электроснабжения обычно подчиняется экспоненциальному закону, для которого интенсивность отказов, средняя частота отказов и параметр потока отказов совпадают, поэтому ниже в качестве одного из исходных статистически определяемых показателей надежности рассмотрен параметр потока отказов $\omega(t)$.

Для определения показателей надежности дублированных цепей системы необходимы статистические данные: параметр потока отказов отдельных элементов $\omega_i$, среднее время восстановления работоспособности цепи после отказов этих элементов $t_{в,i}$, параметр потока $\mu_{i,р}$ и продолжительность $t_р$ плановых ремонтов элементов цепей. Обычно частоту планового ремонта для всех элементов цепи принимают одинаковой, а длительность ремонта определяется элементами, для которых требуется наибольшее время ремонта $t_р$.

Вероятность безотказной работы одной цепи дублированной системы за время $t$ [28]

$$P_ц(t) = e^{-\omega_ц t} = e^{-t\sum_{i=1}^{n}\omega_i}, \qquad (5.46)$$

где $\omega_i$ – параметр потока отказов $i$-го элемента цепи, 1/ч; $\omega_ц$ – параметр потока отказов одной цепи, 1/ч,

$$\omega_ц = \sum_{i=1}^{n} \omega_i. \qquad (5.47)$$

Вероятность отказов цепи $Q_ц(t)$ как событие, противоположное вероятности безотказной работы, определяют по выражению

$$Q_ц(t) = 1 - P_ц(t) = 1 - e^{-\omega_ц t}. \qquad (5.48)$$

По аналогии можно написать выражение для вероятности того, что за некоторое время $t$ цепь окажется в плановом ремонте

$$Q_{р,ц}(t) = 1 - P_{р,ц}(t) = 1 - e^{-\mu_р t}, \qquad (5.49)$$

где $P_{р,ц}(t) = e^{-\mu_р t}$ – вероятность работы цепи без планового ремонта. Вероятность работы цепи без отключений определяют по теореме умножения вероятностей для независимых событий

$$P_{о,ц}(t) = P_ц(t) P_{р,ц}(t) = e^{-t(\omega_ц + \mu_р)}, \qquad (5.50)$$

а вероятность отключения цепи

$$Q_{о,ц}(t) = 1 - P_{о,ц}(t) = 1 - e^{-t(\omega_ц + \mu_р)}. \qquad (5.51)$$

Вероятность работы без отключений двух взаимно нерезервируемых цепей

$$P_{\text{о, ц 2}} = e^{-2(\omega_{\text{ц}} + \mu_{\text{р}})t}. \quad (5.52)$$

Вероятность $P_{\text{о, ц}}(t)$ зависит как от параметра потока отказов цепи $\omega_{\text{ц}}$, так и от параметра потока плановых ремонтов $\mu_{\text{р}}$.

Для восстанавливаемых систем наряду с вероятностью безотказной работы важными показателями являются время восстановления одной цепи после отказа и время планового ремонта $t_{\text{р}}$, которые позволяют определять коэффициент аварийного простоя цепи

$$K_{\text{п}, i} = \omega_i t_{\text{в}, i}$$

и коэффициент планового простоя из-за ремонта

$$K_{\text{р}} = \mu_{\text{р}} t_{\text{р}},$$

где $t_{\text{в}, i}$ – среднее время восстановления цепи после отказа $i$-го элемента, ч; $\omega_i$ – параметр потока отказов $i$-го элемента цепи, 1/ч.

По смыслу коэффициент аварийного простоя является вероятностью аварийного простоя, а коэффициент простоя в плановом ремонте – вероятностью простоя в плановом ремонте. Суммарное время восстановления цепи из-за отказов $i$-го элемента за календарное время эксплуатации $t$ можно определить по формуле

$$t_{\text{в}, i, t} = t_{\text{в}, i}\omega_i t = K_{\text{п}} t, \quad (5.53)$$

а суммарное время простоя цепи в плановом ремонте – за календарное время

$$t_{\text{р, ц}, t} = \mu_{\text{р}} t_{\text{р}} t = K_{\text{р}} t. \quad (5.54)$$

Коэффициент простоя цепи из-за отказов $n$ элементов

$$K_{\text{п, ц}} = \sum_{i=1}^{n} K_{\text{п}, i} = \sum_{i=1}^{n} \omega_i t_{\text{в}, i}. \quad (5.55)$$

Длительность восстановления цепи за календарное время

$$t_{\text{в, ц}, t} = K_{\text{п, ц}} t. \quad (5.56)$$

Время нахождения цепи в плановом ремонте за календарное время $t$ определяется параметром потока плановых ремонтов и длительностью ремонта элементов цепи, продолжительность ремонта которого является наибольшей, т. е. по (5.54).

Общий коэффициент простоя как из-за отказов элементов, так и из-за плановых ремонтов цепи

$$K_{\text{п, ц, о}} = K_{\text{п, ц}} + K_{\text{р}}. \quad (5.57)$$

Общая длительность нахождения цепи в отключенном состоянии за календарное время $t$

$$t_{\text{о, ц}, t} = K_{\text{п, ц, о}} t. \quad (5.58)$$

Полученные зависимости позволяют определить вероятность безотказной работы $P_{\text{д}}(t)$, коэффициент простоя $K_{\text{п}}$ для дублирования цепей системы электроснабжения.

Вероятность безотказной работы дублированной системы

$$P_{\text{д}}(t) = 1 - Q_{\text{д}}(t), \quad (5.59)$$

где $Q_{\text{д}}(t)$ – вероятность отказа дублированной системы.

Отказ дублированной системы определяют следующими ситуациями: одна цепь отказала, и за время восстановления отказывает другая цепь; одна цепь находится в плановом ремонте, а в другой цепи происходит отказ. Таким образом, для отказа дублированной системы необходимо наступление двух событий. Первое событие: одна цепь должна быть в отключенном состоянии из-за аварийного отказа или из-за планового ремонта [вероятность этого события $Q_{\text{о, ц 2}}(t)$] и второе событие: отказ другой цепи за время восстановления отказа или планового ремонта первой цепи [вероятность этого события $Q_{\text{ц}}(t_{\text{в, ц}t} + t_{\text{р, ц}t})$].

При этом

$$\left.\begin{aligned} Q_{\text{о, ц2}}(t) &= 1 - P_{\text{о, ц2}}(t) = 1 - e^{-2(\omega_{\text{ц}} + \mu_{\text{р}})t}; \\ Q_{\text{ц 2}}(t_{\text{в, ц}, t} + t_{\text{р, ц}, t}) &= 1 - P_{\text{ц 2}}(t_{\text{в, ц}, t} + t_{\text{р, ц}, t}) = \\ &= 1 - e^{-2\omega_{\text{ц}}(K_{\text{п, ц}} + K_{\text{р}})t} = \\ &= 1 - e^{-2\omega_{\text{ц}} K_{\text{п, ц, о}} t}. \end{aligned}\right\} \quad (5.60)$$

Вероятность отказа дублированной системы

$$Q_{\text{д}}(t) = Q_{\text{о, ц 2}}(t) Q_{\text{ц 2}}(t_{\text{в, ц}, t} + t_{\text{р, ц}, t}) = \\ = [1 - e^{-2t(\omega_{\text{ц}} + \mu_{\text{р}})}][1 - e^{-2\omega_{\text{ц}} K_{\text{п, ц, о}} t}]. \quad (5.61)$$

После этого находим вероятность безотказной работы дублированной системы

$$P_{\text{д}}(t) = 1 - Q_{\text{д}}(t) = \\ = e^{-2\omega_{\text{ц}} K_{\text{п, ц, о}} t} + e^{-2(\omega_{\text{ц}} + \mu_{\text{р}})t} - \\ - e^{-2(\omega_{\text{ц}} K_{\text{п, ц, о}} + \omega_{\text{ц}} + \mu_{\text{р}})t}. \quad (5.62)$$

Средняя наработка на отказ

$$T_{\text{д}} = \int_0^{\infty} P_{\text{д}}(t)\, dt =$$

$$= \int_0^\infty e^{-2\omega_ц K_{п,ц,о} t} + \int_0^\infty e^{-2(\omega_ц + \mu_р)t} -$$

$$- \int_0^\infty e^{-2(\omega_ц K_{п,ц,о} + \omega_ц + \mu_р)} dt =$$

$$= \frac{1}{2\omega_ц K_{п,ц,о}} + \frac{1}{2(\omega_ц + \mu_р)} -$$

$$- \frac{1}{2(\omega_ц K_{п,ц,о} + \omega_ц + \mu_р)}. \quad (5.63)$$

Как видно, вероятность безотказной работы дублированной системы изменяется в функции времени не по простому экспоненциальному закону. Обычно для систем электроснабжения $2\omega_ц K_{п,ц} \ll 2(\omega_ц + \mu_р)$, поэтому практически без погрешности можно определить вероятность безотказной работы дублированной системы по формуле

$$P_д(t) = e^{-2\omega_ц K_{п,ц,о} t}, \quad (5.64)$$

т. е. получить формулу простого экспоненциального закона. Среднюю наработку на отказ определяют по выражению

$$T_д = \frac{1}{2\omega_ц K_{п,ц,о}}. \quad (5.65)$$

Параметр потока отказов дублированной системы

$$\omega_д = \frac{1}{T_д} = 2\omega_ц K_{п,ц,о}, \quad (5.66)$$

т. е. параметр потока отказов дублированной системы пропорционален параметру потока отказов одной цепи $\omega_ц$ и вероятности простоя цепи из-за отказов и плановых ремонтов $K_{п,ц}$. Таким образом, для уменьшения параметра потока отказов дублированной системы в равной мере являются эффективными как снижение параметра потока отказов цепи, так и сокращение времени восстановления и плановых ремонтов.

Используя (5.47), (5.55) и (5.57), получаем

$$\omega_д = 2\sum_{i=1}^{n} \omega_i(\omega_i t_{в,i} + \mu_р t_р). \quad (5.67)$$

Выражение (5.67) показывает, что параметр потока отказов элементов влияет в большей мере на параметр потока отказов дублированной системы, чем время восстановления элементов после отказа.

Наряду с параметром потока отказов важной характеристикой надежности дублированной системы является коэффициент простоя (вероятность аварийного простоя). Простой дублированной системы возможен при одновременном отказе двух цепей, плановом ремонте одной и отказе другой цепи, одновременном плановом ремонте обеих цепей. Вероятность одновременного простоя двух цепей из-за отказов определяют по теореме умножения вероятностей для независимых событий (отказ каждой цепи), т. е.

$$K_{п,д,о,т} = K_{п,ц}^2. \quad (5.68)$$

Вероятность простоя $K_{п,ц,р}$ при отказе одной и плановом ремонте другой цепи определяется следующими условиями: 1) первая цепь находится в плановом ремонте и во время ремонта происходит отказ второй цепи; 2) вторая цепь находится в плановом ремонте, и в это время происходит отказ первой цепи.

Для одинаковых цепей вероятность простоя

$$K_{п,ц,р} = 2K_{п,ц}K_р. \quad (5.69)$$

Вероятность простоя из-за совпадения времени плановых ремонтов первой и второй цепей

$$K_{р,р} = K_р^2. \quad (5.70)$$

Вероятность простоя дублированной системы определяют как сумму вероятностей для рассмотренных ситуаций, т. е.

$$K_{п,д} = K_{п,ц}^2 + 2K_{п,ц}K_р + K_р^2 = (K_{п,ц} + K_р)^2. \quad (5.71)$$

Формула (5.71) справедлива для условий: 1) аварийный отказ обеих цепей происходит одновременно, и среднее время восстановления цепей при каждом отказе одинаково; 2) при совпадении планового ремонта одной с отказом другой цепи время отказа совпадает с началом планового ремонта; 3) в плановый ремонт обе цепи переводят одновременно, т. е. совпадают начало и конец ремонта.

В действительности отказы одной цепи при отказавшем или ремонтном состоянии другой происходят по определенным закономерностям, характерным для случайных событий. Поэтому в общем случае справедливым будет выражение

$$K_{п,д} = \beta_1 K_{п,ц}^2 + 2\beta_2 K_{п,ц}K_р + \beta_3 K_р^2, \quad (5.72)$$

где $\beta_1$ – коэффициент, учитывающий несовпадение моментов начала восстановления аварийных отказов цепей дублированной системы; $\beta_2$ – коэффициент, учитывающий несовпадение начала планового ремонта одной и начало времени восстановления другой цепи; $\beta_3$ – коэффициент, учитывающий несов-

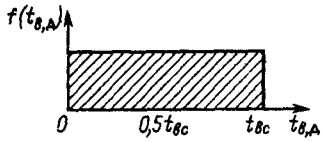



Рис. 5.4. К определению коэффициента $\beta_1$

падение начала плановых ремонтов цепей дублированной системы.

На практике недопустимо планирование одновременного ремонта двух цепей, поэтому следует принять $\beta_3 = 0$.

Можно считать, что длительность восстановления цепи после каждого отказа одинакова и равна среднему времени восстановления на один отказ

$$t_{вс} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \omega_i t_{в,i}}{\sum_{i=1}^{n} \omega_i} = \frac{K_{п,ц}}{\omega_ц}. \qquad (5.73)$$

Поэтому правомерно принять следующую модель наступления отказов и восстановления дублированной системы: время восстановления после каждого отказа элементов цепи одинаково и равно среднему времени восстановления $t_{вс}$; если одна цепь находится в аварийном ремонте, то отказ другой может произойти с одинаковой вероятностью в любой стадии восстановления первой, т. е. имеет место равномерное распределение плотности вероятности отказов за время аварийного ремонта. На рис. 5.4 по оси ординат показана равномерная плотность вероятности отказа одной цепи за время аварийного ремонта другой $f(t_{в,д})$, а по оси абсцисс – время восстановления дублированной системы $t_{в,д}$. Если отказы двух цепей происходят одновременно, то время простоя дублированной системы $t_{в,д}$ будет равно среднему времени восстановления цепи $t_{вс}$, т. е. $t_{в,д} = t_{вс}$. Если же, например, отказ одной цепи наступает в тот момент, когда другая цепь наполовину восстановлена, то время простоя дублированной системы будет равно $0{,}5t_{вс}$.

В общем случае значение коэффициента $\beta_1$ равно отношению среднего времени простоя дублированной системы $t_{в,д,с}$ при равномерной плотности распределения вероятности появления отказов одной цепи за время аварийного ремонта другой к времени простоя дублированной системы при одновременном отказе обеих цепей $t_{вс}$, т. е.

$$\beta_1 = \frac{t_{в,д,с}}{t_{вс}}. \qquad (5.74)$$

Значение $t_{в,д,с}$ находят на рис. 5.4. Поскольку заштрихованная площадь равна единице, то ордината $f(t_{в,д}) = 1/t_{вс}$.

Математическое ожидание при равномерной плотности распределения

$$t_{в,д,с} = \int_0^{t_{вс}} t_{в,д} f(t_{в,д})\, dt_{в,д} = \frac{1}{t_{вс}} \int_0^{t_{вс}} t_{в,д}\, dt_{в,д} =$$

$$= \frac{1}{t_{вс}} \frac{t_{в,д}^2}{2} \Bigg|_0^{t_{вс}} = \frac{t_{вс}}{2}.$$

Значение коэффициента $\beta_1 = \frac{t_{в,д,с}}{t_{вс}} = \frac{1}{2}$.

Коэффициент $\beta_2$ определяют следующим образом. Если время планового ремонта одной цепи больше среднего времени восстановления другой цепи при отказе ($t_{вс} < t_р$), то время простоя дублированной системы будет оставаться неизменным и равным $t_{вс}$, пока моменты наступления отказов будут находиться в интервале $0 \div (t_р - t_{вс})$. Для отказов, наступающих в интервале от $t_р - t_{вс}$ до $t_р$, время восстановления дублированной системы будет равно оставшемуся времени до окончания планового ремонта (рис. 5.5). По оси ординат показана длительность простоя дублированной системы $t_{в,д}$, по оси абсцисс – текущее время планового ремонта от начала ($t = 0$) до окончания ($t = t_р$).

Значение коэффициента $\beta_2$ равно отношению заштрихованной площади рис. 5.5 к площади прямоугольника $0 t_{вс} a t_р$, т. е.

$$\beta_2 = \frac{t_{вс}(t_р - t_{вс})}{t_{вс} t_р} + \frac{t_{вс}^2}{2} = 1 - \frac{1}{2}\frac{t_{вс}}{t_р}. \qquad (5.75)$$

При $t_{вс} \geqslant t_р$ значение $\beta_2 = 1/2$, т. е. $\beta_2 = \beta_1 = 1/2$. После этого выражение для коэффициента простоя дублированной системы принимает вид

$$K_{п,д} = \frac{1}{2} K_{п,ц}^2 + 2\left(1 - \frac{1}{2}\frac{t_{вс}}{t_р}\right) K_{п,ц} K_р. \qquad (5.76)$$

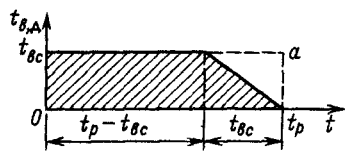



Рис. 5.5. К определению коэффициента $\beta_2$

Заметим, что коэффициент $\beta_1$ можно определить, основываясь на рассуждениях, которые использованы при определении коэффициента $\beta_2$.

Время простоя дублированной системы за календарное время определяется выражением

$$t_{в,д,t} = K_{п,д} t. \qquad (5.77)$$

**Пример.** Определить параметр потока отказов, вероятность безотказной работы и время восстановления дублированной системы электроснабжения, представленной на рис. 5.3. Данные о параметре потока отказов $\omega$, времени восстановления цепи при отказе отдельных элементов $t_в$ и времени планового ремонта $t_р$ принимаем по [17].

В нашем примере: $\omega = 0{,}03$ 1/год; $t_{в_1} = 25$ ч; $t_{р_1} = 25$ ч; $\omega_2 = 0{,}7$ 1/год; $t_{в_2} = 10$ ч; $\omega_3 = 0{,}006$ 1/год; $t_{в_3} = 15$ ч; $\omega_4 = 0{,}01$ 1/год; $t_{в_4} = 90$ ч; $t_{р_4} = 25$ ч; $\omega_5 = 0{,}002$ 1/год; $t_{в_5} = 15$ ч; $t_{р_5} = 15$ ч.

Прежде чем определить показатели надежности дублированной системы, необходимо вычислить ряд показателей для одной цепи.

1) Определение показателей надежности для одной цепи дублированной системы. Параметр потока отказов цепи находим по формуле (5.47): $\omega_ц = \sum_1^5 \omega_i = 0{,}03 + 0{,}7 + 0{,}006 + 0{,}01 + 0{,}002 = 0{,}748$ 1/год.

Таблица 5.1. **Повреждаемость основного оборудования и длительность ремонтов**

| Оборудование | Ожидаемое число повреждений (для линий на 100 км), раз/год | Продолжительность аварийного ремонта, ч | Продолжительность планового ремонта, ч |
|---|---|---|---|
| Трансформаторы двухобмоточные: | | | |
| 110 кВ и выше | 0,01 | 90 | 25 |
| 20–35 кВ | 0,02 | 90 | 20 |
| 6–10 кВ | 0,05 | 60 | 10 |
| Трансформаторы трехобмоточные 110 кВ и выше | 0,015 | 90 | 25 |
| Камеры распределительных устройств с выключателями: | | | |
| линейные 110 кВ и выше | 0,03 | 25 | 25 |
| 20–35 кВ | 0,02 | 20 | 20 |
| 3–10 кВ | 0,005 | 15 | 15 |
| генераторов и трансформаторов шиносоединительные и секционные: | | | |
| 110 кВ и выше | 0,01 | 25 | 25 |
| 20–35 кВ | 0,007 | 20 | 20 |
| 6–10 кВ | 0,002 | 15 | 15 |
| Камеры распределительных устройств с отделителями: | | | |
| 110 кВ и выше | 0,006 | 15 | – |
| 35 кВ | 0,004 | 10 | – |
| Электрические линии[1]: | | | |
| воздушные напряжением: | | | |
| 220 кВ | 0,15 | 0,25 | – |
| 110 кВ | 0,5–0,7 | 8–10 | – |
| с подвесными изоляторами 35 кВ | 0,8–1 | 8–10 | – |
| со штыревыми изоляторами 35 кВ | 1,0–1,5 | 4–6 | – |
| кабельные 6–10 кВ | 2–4 | 10–15 | – |

[1] Меньшие значения относятся к районам со средней грозовой интенсивностью и средними климатическими условиями, бóльшие – к грозовым районам и районам с гололедом и ветрами.

Наработка на отказ цепи

$$T_{\text{ц}} = \frac{1}{\omega_{\text{ц}}} = \frac{1}{0{,}748} = 1{,}34 \text{ года}.$$

Вероятность безотказной работы цепи определяем по (5.46)

$$P_{\text{ц}}(t) = e^{-\omega_{\text{ц}} t} = e^{-0{,}748\, t}.$$

Для определения коэффициента простоя цепи используем (5.55)

$$K_{\text{п, ц}} = \sum_{1}^{5} \omega_i t_{\text{в}, i} =$$

$$= (0{,}03 \cdot 25 + 0{,}7 \cdot 10 + 0{,}006 \cdot 15 +$$

$$+ 0{,}01 \cdot 90 + 0{,}002 \cdot 15) \frac{1}{8760} = \frac{8{,}77}{8760} =$$

$$= 10^{-3}.$$

Ожидаемое время аварийного простоя цепи в течение года определяем по (5.56)

$$t_{\text{в, ц}, t} = K_{\text{п, ц}} t = 10^{-3} \cdot 8760 = 8{,}76 \text{ ч}.$$

Необходимость введения коэффициента 1/8760 вызвана тем, что параметр потока отказов всюду задан в 1/год, а время восстановления – в часах.

Среднее время восстановления цепи, приходящееся на один отказ (5.73),

$$t_{\text{вс}} = \frac{K_{\text{п, ц}}}{\omega_{\text{ц}}} = \frac{10^{-3}}{0{,}748} =$$

$$= 1{,}34 \cdot 10^{-3} \text{ года, или } t_{\text{вс}} =$$

$$= 1{,}34 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 = 11{,}7 \text{ ч}.$$

Длительность планового ремонта цепи принимаем по элементу с наибольшей продолжительностью ремонта, т. е. $t_{\text{р}_1} = t_{\text{р}_4} = 25$ ч.

Параметр потока плановых ремонтов принимают в зависимости от местных условий. В нашем примере принимаем один плановый ремонт в течение года, т. е. $\mu_{\text{р}} = 1$/год, а $T_{\text{п, р}} = 1$ год.

Коэффициент простоя цепи в плановом ремонте

$$K_{\text{р}} = \mu_{\text{р}} t_{\text{р}} = 1 \cdot 25 \cdot \frac{1}{8760} = 25 \cdot 1{,}14 \cdot 10^{-4} =$$

$$= 2{,}85 \cdot 10^{-3}.$$

Сравнивая коэффициент аварийного простоя цепи с коэффициентом простоя цепи в плановом ремонте, видим, что значение $K_{\text{р}} = 2{,}85 \cdot 10^{-3}$ почти в 3 раза больше значения $K_{\text{п, ц}} = 10^{-3}$.

Общий коэффициент простоя цепи

$$K_{\text{п, ц, о}} = K_{\text{п, ц}} + K_{\text{р}} = 10^{-3} + 2{,}85 \cdot 10^{-3} =$$

$$= 3{,}85 \cdot 10^{-3}.$$

Вероятность неотключения цепи на плановый ремонт определяем по формуле $P_{\text{р, ц}}(t) = e^{-\mu_{\text{р}} t} = e^{-t}$.

Вероятность неотключения цепи определяем по формуле $P_{\text{о, ц}}(t) = e^{-(\omega_{\text{ц}} + \mu_{\text{р}}) t} = e^{-1{,}748\, t}$.

2) Расчет показателей надежности дублированной системы электроснабжения. Вероятность безотказной работы находим по (5.62)

$$P_{\text{д}}(t) = e^{-2 \cdot 0{,}748 \cdot 3{,}85 \cdot 10^{3} t} + e^{-2(0{,}748 + 1) t} -$$

$$- e^{2[0{,}748 \cdot 3{,}85 \cdot 10^{3} + (0{,}748 + 1)] t} \approx e^{-5{,}8 \cdot 10^{-3} t}.$$

Среднюю наработку на отказ определим по (5.65)

$$T_{\text{д}} = \frac{1}{2\omega_{\text{ц}} T_{\text{д, ц, о}}} = \frac{1}{2 \cdot 0{,}748 \cdot 3{,}85 \cdot 10^{-3}} = 175 \text{ лет}.$$

Параметр потока отказов $\omega_{\text{д}} = \frac{1}{T_{\text{д}}} =$

$= 5{,}8 \cdot 10^{-3}$ 1/год.

Определяем коэффициент простоя дублированной системы по (5.76)

$$K_{\text{п, д}} = \frac{1}{2} K_{\text{п, ц}}^{2} + 2\left(1 - \frac{1}{2} \frac{t_{\text{вс}}}{t_{\text{р}}}\right) K_{\text{п, ц}} K_{\text{р}} =$$

$$= \frac{1}{2}(10^{-3})^2 + 2 \cdot 0{,}766 \cdot 10^{-3} \cdot 2{,}85 \cdot 10^{-3} =$$

$$= 4{,}87 \cdot 10^{-6},$$

где $\beta_2 = 1 - \frac{1}{2} \frac{t_{\text{ср}}}{t_{\text{р}}} = 1 - \frac{1}{2} \cdot \frac{11{,}7}{25} = 0{,}766.$

Время простоя дублированной системы в течение одного года

$$t_{\text{в, д}, t} = K_{\text{п, д}} t = 4{,}87 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 = 0{,}043 \text{ ч}.$$

## 5.10. ПЛАНИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ КАК СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ

Повышение надежности электроустановок и систем электроснабжения может быть обеспечено не только за счет резервирования отдельных элементов (трансформаторов, линий электропередачи и т. д.) систем электроснабжения, но и путем рациональной организации технического обслуживания на основе планирования периодичности проведения и объемов этих мероприятий. Широкое применение ЭВМ в инженерной практике позволило существенно облегчить расчеты и обеспечить использование методов, требующих трудоемких расчетов.

За последние годы разработаны отраслевые системы планово-предупредительных ремонтов (ППР) энергетического оборудования, а также, где это необходимо, системы ППР технологического и электрического оборудования. Различный подход к вопросам планирования технического обслуживания и ППР определяет разную степень их разработки, большой диапазон разброса значений ремонтных нормативов для однотипного оборудования, различную структуру и построение этих систем.

Для планирования технического обслуживания (главным образом ремонта) оборудования энергосистем (парогенераторы, турбины, трансформаторы и т. д.) разработаны методы оперативного планирования и управления энергоремонтом [27], в основу которых положены сетевые модели, позволяющие достаточно точно отразить основные особенности энергоремонтного производства. Вершины сетевых графиков при этом моделируют события, т. е. факт завершения работы или комплекса работ, а дуги или отрезки, соединяющие вершины, моделируют работы. Применение ЭВМ позволяет автоматизировать расчет всех показателей (число ремонтников, длительность ремонта, периодичность постановки оборудования на ремонт, экономический эффект и т. п.) при планировании технического обслуживания энергооборудования энергетических систем. Область применения этих методов ограничена, поскольку они рассчитаны на электрооборудование энергосистем и отражают специфику его эксплуатации. Кроме того, разработана система ППР оборудования и сетей промышленной энергетики (ППРОСПЭ) [29], которая представляет собой совокупность организационно-технических мероприятий по планированию, подготовке, проведению, контролю и учету различного вида работ по техническому уходу и ремонту энергетического оборудования и сетей, проводимых по заранее составленному плану на основе типового объема ремонтных работ.

В основу планирования сроков ремонтов положены средние значения продолжительности ремонтного цикла, межремонтных периодов и сроков проведения операций регламентированного технического обслуживания. Эта система имеет один существенный недостаток: при наличии ряда уточняющих коэффициентов они не дают полной объективной оценки потребности в ремонте конкретной электроустановки или участка сети.

Система ППРОСПЭ находит применение при эксплуатации электроустановок в различных отраслях народного хозяйства. Однако при планировании с помощью этой системы технического обслуживания сложного электрооборудования, состоящего из разнотипных электроустановок, возникают ошибки, приводящие к существенному увеличению затрат и ремонтного персонала. Сюда относятся многоприводные прокатные станы, крупные экскаваторы и драглайны и др.

Одной из причин таких ошибок является то, что в системе ППРОСПЭ не учитываются степень износа или состояние электрооборудования и материальный ущерб, который формируется при простоях из-за отказов и их ликвидации.

Обычно при планировании сроков и объемов ремонтов и технического обслуживания электроустановок не учитывают неравноценность отказов, а именно – последствий этих отказов с точки зрения затрат на восстановление работоспособности отказавшей электроустановки. При некоторых видах отказов возникает необходимость заменять электроустановку полностью, а в других случаях аварийный ремонт на месте позволяет относительно быстро возобновить ее работу.

Опыт показывает, что затраты на ремонт на месте установки и на замену отказавшего оборудования существенно различаются между собой. По этой причине затраты удобно разделить на две группы – затраты на восстанавливаемые отказы, т. е. когда восстановление отказавшего оборудования ведется на месте установки, и затраты на невосстанавливаемые отказы, когда при отказе необходимо произвести замену оборудования полностью. Такое разделение позволяет разработать математическую модель для планирования сроков проведения замены оборудования, учитывающую, что затраты в этом случае значительно превышают затраты на восстановление оборудования после отказов на месте установки.

Обычно при своевременном проведении замены оборудования существенно снижаются частота отказов и их экономические последствия. Это возможно, если процесс эксплуатации характеризуется монотонно возрастающей во времени интенсивностью отказов, т. е. распределение времени безотказной работы может быть описано законом Вейбулла.

Для разработки математической модели считаем, что отказы оборудования приводят к экономическим потерям (последствия нарушения безопасности работ не учитываем), а восстанавливаемые отказы вызываются разными причинами. Каждый вид характери-

зуется плотностью вероятности $f_j(t)$, вероятностью безотказной работы $P_j(t)$ и интенсивностью отказов $\lambda_j(t)$. Невосстанавливаемые отказы также характеризуются $f_i(t)$, $P_i(t)$, $\lambda_i(t)$ соответственно. Затраты на устранение восстанавливаемых отказов за некоторый период времени характеризуются функцией плотности распределения затрат $Д_в(t)$, которая в определенной мере отражает изменение состояния рассматриваемой системы или оборудования в зависимости от длительности эксплуатации. Ставится задача минимизировать функцию [29]

$$З(T) = \lim_{t \to \infty} \frac{З(t, T)}{t}, \qquad (5.78)$$

где $З(t, T)$ – общие затраты на ремонт и замену единицы оборудования на промежутке времени $(0, t)$ при условии, что периодичность замены равна $T$; $З(T)$ – общие ожидаемые затраты на единицу времени на ремонт и замену единицы оборудования.

Затраты $З(T)$ представляют собой сумму ожидаемых затрат $З_{нв}$ от всех $n$ видов невосстанавливаемых отказов, ожидаемых затрат на восстанавливаемые отказы $З_в$ и возможных затрат на плановую замену $З_{п.з}$ в случае, если какой-либо невосстанавливаемый отказ не произойдет в течение периода замены, т. е.

$$З(T) = \frac{З_{нв} + З_в + З_{п.з}}{T_р} = \frac{\sum_{i=1}^{n} З_{i\,нв} + З_в + З_{п.з}}{T_р}, \qquad (5.79)$$

где $T_р = \int_0^T \prod_{i=1}^{n} P_i(t)\,dt$ – ожидаемое время безотказной работы до невосстанавливаемого отказа; $n$ – число видов невосстанавливаемых отказов.

Ожидаемые затраты в результате $i$-го вида невосстанавливаемого отказа за время эксплуатации при периодичности замены $T$

$$З_{i\,нв} = З_i \int_0^T f_i(t) \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n} P_j(t)\,dt, \qquad (5.80)$$

где $З_i$ – ожидаемые затраты на замену при возникновении $i$-го вида невосстанавливаемого отказа, руб/ч; $f_i(t)$ – функция плотности вероятности времени безотказной работы до $i$-го вида невосстанавливаемого отказа; $P_j(t)$ – вероятность безотказной работы до $j$-го вида восстанавливаемого отказа.

Заключив под интеграл произведение $\prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n} P_j(t)$, учитываем условие, что отказ $i$-го вида может наступить в случае, если в то же время не произошел отказ другого вида. Произведение $f_i(t) \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n} P_j(t)$ представляет собой условную вероятность появления $i$-го вида невосстанавливаемого отказа за какое-то время $t$.

Ожидаемые затраты в связи с восстанавливаемыми отказами определим с помощью плотности распределения затрат на ремонт в виде

$$З_в = \int_0^T Д_в(t) \prod_{i=1}^{n} P_i(t)\,dt, \qquad (5.81)$$

где $P_i(t)$ – вероятность безотказной работы до $i$-го вида невосстанавливаемого отказа.

Заключив под интеграл произведение $\prod_{i=1}^{n} P_i(t)$, учитываем условие, что восстанавливаемый отказ не может произойти, если уже произошел невосстанавливаемый, который привел к необходимости замены оборудования.

Возможные затраты на плановую замену в случае, если невосстанавливаемый отказ не произойдет в течение периода замены,

$$З_{п.з} = З_з \prod_{i=1}^{n} P_i(T), \qquad (5.82)$$

где $З_з$ – ожидаемые затраты на запланированную замену; $P_i(T)$ – вероятность безотказной работы за время $T$.

Подстановка в (5.79) уравнений (5.80) – (5.82) дает

$$З(T) = \frac{\sum_{i=1}^{n} З_i \int_0^T f_i(t) \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n} P_j(t)\,dt + \int_0^T Д_в(t) \prod_{i=1}^{n} P_i(t)\,dt + З_з \prod_{i=1}^{n} P_i(T)}{\int_0^T \prod_{i=1}^{n} P_i(t)\,dt}. \qquad (5.83)$$

Представление в (5.83) всех затрат в единицу времени позволяет получить оптимальную периодичность замены $T_0$ и рассмотреть различные стратегии замены оборудования в процессе эксплуатации. Оптимальную периодичность замены получим дифференцированием (5.83) с последующим приравниванием нулю

$$\frac{d3(T)}{dT} = \frac{\int_0^T \prod_{i=1}^n P_i(t)\,dt \frac{d}{dT}\left[\sum_{i=1}^n 3_i \int_0^T f_i(t) \prod_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^n P_j(t)\,dt + \int_0^T Д_в(t) \prod_{i=1}^n P_i(t)\,dt + 3_з \prod_{i=1}^n P_i(T)\right] - \left[\int_0^T \prod_{i=1}^n P_i(t)\,dt\right]^2}{\left[\int_0^T \prod_{i=1}^n P_i(t)\,dt\right]^2}$$

$$- \prod_{i=1}^n P_i(T)\left\{\sum_{i=1}^n \left[3_i \int_0^T f_i(t) \prod_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^n P_j(t)\,dt\right] + \int_0^T Д_в(t) \prod_{i=1}^n P_i(t)\,dt + 3_з \prod_{i=1}^n P_i(T)\right\} \rightarrow$$

$$\rightarrow \frac{}{\left[\int_0^T \prod_{i=1}^n P_i(t)\,dt\right]^2}. \qquad (5.84)$$

Путем дифференцирования подынтегральных выражений, исключения общего знаменателя, деления на $\prod_{i=1}^n P_i(T)$ и замены интенсивности отказов из [25]

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{1-F(t)} = \frac{f(t)}{P(t)} = -\frac{P'(t)}{P(t)}$$

получим уравнение вида

$$\frac{\sum_{i=1}^n 3_i f_i(T) \prod_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^n P_j(T)}{\prod_{i=1}^n P_i(T)} - 3_з \sum_{i=1}^n \lambda_i(T) + Д_в(T) =$$

$$= \frac{\sum_{i=1}^n 3_i \int_0^T f_i(t) \prod_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^n P_j(t)\,dt + \int_0^T Д_в(t) \prod_{i=1}^n P_i(t)\,dt + 3_з \prod_{i=1}^n P_i(T)}{\int_0^T \prod_{i=1}^n P_i(t)\,dt}. \qquad (5.85)$$

Оптимальная периодичность замены $T_0$ – это такая величина $T$, которая удовлетворяет (5.85).

Используя (5.83), из (5.85) получим

$$\frac{\sum_{i=1}^n 3_i f_i(T) \prod_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^n P_j(T)}{\prod_{i=1}^n P_i(T)} - 3_з \sum_{i=1}^n \lambda_i(T) + Д_в(T) = 3(T). \qquad (5.86)$$

Уравнение (5.86) может быть решено численным методом на ЭВМ. Оно отражает известный принцип проведения замены, в соответствии с которым оптимальная периодичность замены равна промежутку времени, когда ожидаемые затраты на профилактическое обслуживание и ремонт достигают уровня затрат на замену. Когда периодичность замены отклоняется от оптимального срока $T_0$, возникает необходимость обосновать с экономических позиций выбор между различными стратегиями замены. Рассмотрим три возможных случая (стратегии).

Стратегия 1. Если полученный с помощью математической модели оптимальный срок замены $T_0$ больше длительности использования оборудования, то замена может производиться при отказе.

Стратегия 2. Замену осуществляют с задержкой на время $T_з$ относительно периодичности $T_0$ (рис. 5.6). При достижении системой наработки $T_0$ срок замены отодвигают до запланированного срока обслуживания $T_{з,об}$, значение которого сравнивается с $T_з$. Если выполняется условие $T_з \geqslant T_{з,об}$, то замену совмещают с запланированным сроком проведения профилактики или ремонта.

Стратегия 3. Производят преждевременную замену. В этом случае определяют максимальное экономически целесообразное сокращение периодичности замены $T_у$. Эту величину сравнивают с $T_п$, которая представляет собой время от $T_0$ до ближай-

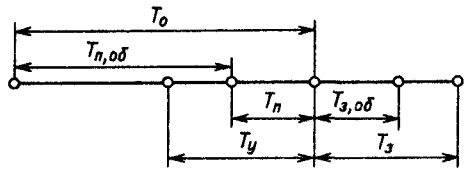



Рис. 5.6. К выбору стратегий замены электрооборудования:

$T_0$ – оптимальный срок замены; $T_{п,об}$ – время запланированного обслуживания; $T_{з,об}$ – время от $T_0$ до следующего запланированного срока обслуживания; $T_з$ – задержка замены; $T_п$ – время от $T_0$ до ближайшего предшествовавшего срока обслуживания: $T_у$ – сокращение срока замены

шего предшествовавшего запланированного срока профилактического обслуживания. Если $T_у \geqslant T_п$, то замену производят преждевременно. В противном случае используют стратегию 1.

Пусть производится выбор между стратегиями 1 и 2. Обозначим через $З_д$ дополнительные затраты, вызванные заменой оборудования при отказе в рабочее время. Определить эти затраты можно, если приравнять увеличение затрат в единицу времени $З_д/T_0$ за счет замены в течение времени $T_0$ и ожидаемое увеличение затрат в связи с задержкой замены на время $T_з$, т. е.

$$З(T_0 + T_з) = З(T_0) + З_д/T_0. \qquad (5.87)$$

Здесь правая часть – величина постоянная, а равенство обеспечивается за счет приращения $T_з$ (рис. 5.7). При выборе между стратегиями 1 и 3 необходимо определить максимально допустимое по экономическим соображениям $T_у$, на которое можно упредить оптимальную периодичность замены $T_0$. Оно находится из (5.87) путем замены $T_з$ на $T_у$ с последующим приравниванием затрат $З(T_0 - T_у)$ в единицу времени к ожидаемому увеличению затрат за единицу времени на замену в течение времени $T_0$, т. е.

$$З(T_0 - T_у) = З(T_0) + З_д/T_0. \qquad (5.88)$$

Из рис. 5.7 видно, что время $T_у$ можно

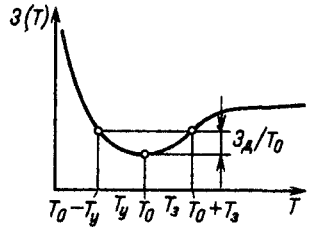



Рис. 5.7. Определение значений $T_у$ и $T_з$

определить аналогично времени $T_з$. Если время $T_0$ велико по сравнению со сроком службы оборудования или $T_з$ также больше времени использования оборудования, то необходимости в выборе между стратегиями нет. При практическом применении моделей, когда заданы значения величин $T_0$, $T_з$, $T_у$, необходимо произвести выбор между стратегиями 1 и 2 или 1 и 3. Для сравнения стратегий 2 и 3 нет пока достаточно общего подхода, и здесь необходимо в каждом случае детально анализировать функции затрат $З(T)$. Полученная математическая модель достаточно общая и отражает множество различных ситуаций. В частности, из (5.83), (5.85) и (5.86) можно получить решения для определения условий замены с одним видом отказов или при возникновении только восстанавливаемых отказов. Эти модели уже известны. Рассмотренная математическая модель может найти применение при планировании технического обслуживания различного электрооборудования, при эксплуатации которого возникают неравноценные по своим последствиям отказы, в том числе электрооборудования открытых горных разработок – асинхронных и синхронных электродвигателей, станций управления экскаваторами и буровыми станками, передвижных приключательных пунктов, гибких экскаваторных кабелей и др. Например, на основе наблюдений за эксплуатацией трех гибких кабелей высокого напряжения КШВГ-6000 $3 \times 25 + 1 \times 10$ одинаковой длины (350 м), но используемых в разных условиях – для питания экскаваторов ЭКГ-4,6 и ЭКГ-8И и драглайна ЭШ-10/60, установлены ожидаемые затраты на замену при невосстанавливаемых отказах, к которым относят износ шланга и разрыв оболочки, соответственно $З_1 = 1810$ руб. на замену, $З_2 = 2040$ руб. на замену, $З_3 = 1994$ руб. на замену, а ожидаемые затраты на запланированную замену составили $З_{з_1} = 10{,}6$ руб/ч, $З_{з_2} = 19{,}2$ руб/ч и $З_{з_3} = 22{,}7$ руб/ч. При расчете на ЭВМ оказалось, что при относительно небольших затратах запланированные замены экономически не оправданы (ЭВМ выдала периодичность замены, равную бесконечности). Расчетная периодичность замены кабеля экскаватора ЭКГ-4,6 составляет 7624 ч и близка к среднему сроку службы кабеля (9860 ч) по статистическим данным. Таким образом, несмотря на низкую эксплуатационную надежность гибких экскаваторных кабелей (средняя наработка на отказ составляет 1065 ч [30]), их преждевременная замена оказывается экономически не оправданной.

РАЗДЕЛ ШЕСТОЙ

# РЕЖИМ НЕЙТРАЛИ И ЗАЩИТНЫЕ ЗАЗЕМЛЕНИЯ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

## 6.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО РЕЖИМУ НЕЙТРАЛИ

Нейтрали трансформаторов и генераторов в трехфазной системе электроснабжения промышленного предприятия могут быть изолированы от земли или заземлены непосредственно или через индуктивные (активные) сопротивления. Заземление (гальваническое соединение с заземляющим устройством) какой-либо точки токоведущих частей электроустановки, необходимое для обеспечения нормальной работы электроустановки, называют рабочим заземлением. Международной электротехнической комиссией (МЭК) рекомендована следующая классификация систем в зависимости от способа заземления нейтрали: система с изолированной нейтралью, т. е. нейтралью, не соединенной с землей (рис. 6.1, *а*); резонансно-заземленная система (заземленная через дугогасящий реактор) – рис. 6.1, *б*; система с заземленной нейтралью (наглухо, через активное или реактивное сопротивление – соответственно рис. 6.1, *в*, *г*, *д*). Кроме того, при определении условий, которым должна удовлетворять изоляция электроустановок, МЭК предложено различать: системы с эффективно заземленной нейтралью в данной точке; системы с неэффективно заземленной нейтралью. В СССР различают следующие виды систем [31]: системы с изолированной нейтралью; системы с эффективно заземленной нейтралью; системы с глухозаземленной нейтралью.

Изолированной нейтралью называют нейтраль трансформатора или генератора, не присоединенную к заземляющему устройству (ЗУ) или присоединенную к нему через приборы сигнализации, измерения, защиты, заземляющие дугогасящие реакторы и подобные им устройства, имеющие большое сопротивление.

Системой с эффективно-заземленной нейтралью называют трехфазную систему напряжением выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4. Коэффициентом замыкания на землю называют отношение напряжения между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю одной или двух других фаз к напряжению между фазой и землей в этой точке до замыкания.

Глухозаземленной нейтралью называют нейтраль трансформатора или генератора, присоединенную к ЗУ непосредственно или через малое сопротивление, например через трансформатор тока и т. п.

Выбор схемы рабочего заземления нейтрали электроустановок, которые по условиям электробезопасности разделяются ПУЭ [31] на электроустановки напряжением до 1 кВ и выше 1 кВ, должен осуществляться с учетом бесперебойности электроснабжения приемников электроэнергии, экономичности системы, надежности сетей, безопасности системы, минимума потерь электроэнергии, возможности ограничения коммутационных перенапряжений, снижения электромагнитных влияний на линии связи, избирательности действия релейной защиты и простоты ее выполнения, возможности удержания поврежденной линии в работе, предотвращения развития в сети феррорезонансных явлений, возможности дальнейшего развития системы без значительной реконструкции и др.

Как известно, различают нормальный и ненормальный режимы работы системы. В нормальном режиме системы напряжение, ток и частота не превышают допустимых

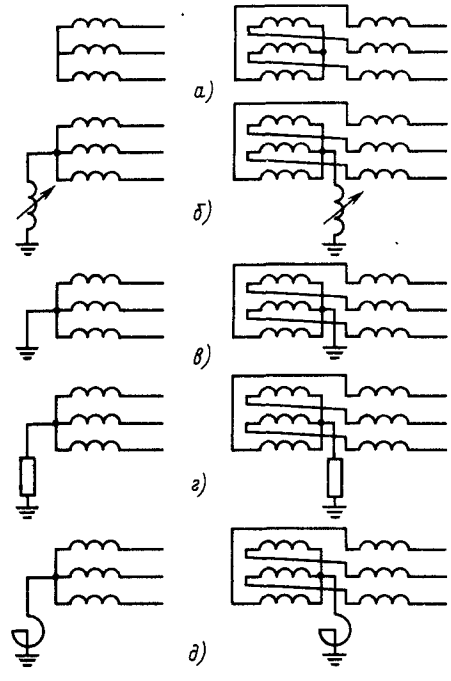



Рис. 6.1. Способы заземления нейтрали

значений. Ненормальные (аварийные) режимы приводят обычно к отклонению напряжения, тока и частоты от допустимых значений. При понижении частоты и напряжения создается опасность нарушения нормальной работы потребителей, а повышение напряжения и тока, кроме того, приводит к повреждению электрооборудования и линий электропередачи.

Основными причинами, приводящими к аварийному режиму работы системы, являются однофазные замыкания на землю и КЗ фаз между собой и землей, причем на долю однофазных замыканий на землю приходится более 2/3 всех повреждений в системе [18]. Ниже рассмотрены нормальные и аварийные режимы работы систем в зависимости от способа заземления нейтрали.

## 6.2. СИСТЕМЫ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

В системе с изолированной нейтралью замыкание на землю одной фазы не является КЗ и практически не отражается на работе потребителей. Однако этот вид повреждения создает ненормальный режим, вызывая перенапряжения, которые могут привести к нарушению изоляции относительно земли двух неповрежденных фаз и переходу однофазного замыкания на землю в междуфазное КЗ.

Рассмотрим характер изменения токов и напряжений в системе и их векторные диаграммы при однофазных замыканиях на землю, принимая для упрощения, что нагрузка системы отключена.

Каждая фаза системы обладает относительно земли емкостной и активной проводимостями. На рис. 6.2, *а* приведена схема замещения системы с изолированной нейтралью, на которой емкости и сопротивления утечки фаз показаны условно сосредоточенными. В нормальном режиме работы системы напряжения фаз относительно земли симметричны и численно равны фазному напряжению, геометрическая сумма емкостных токов трех фаз равна нулю, а активные утечки по изоляции пренебрежимо малы. Емкостные токи между фазами можно не учитывать, так как при однофазных замыканиях на землю междуфазные напряжения не изменяются, а следовательно, не меняются и емкостные токи.

Уравнения, связывающие фазные напряжения и емкостные токи фаз, имеют вид

$$\left.\begin{aligned} I_A &= y_1(U_A + U_н);\ I_B = y_2(U_B + U_н);\\ I_C &= y_3(U_C + U_н);\ I_A + I_B + I_C = 0, \end{aligned}\right\} \quad (6.1)$$

где $U_н$ – напряжение между нейтралью и землей; $U_A$, $U_B$, $U_C$ – фазные напряжения системы; $y_1$, $y_2$, $y_3$ – полные проводимости фаз по отношению к земле.

Из (6.1)

$$U_н = -\frac{y_1U_A + y_2U_B + y_3U_C}{y_1 + y_2 + y_3}. \quad (6.2)$$

Поскольку векторы фазных напряжений образуют симметричную звезду, а их сумма равна нулю, то $U_н = 0$.

При наличии асимметрии системы согласно [32]

$$U_н = -(U_0 + \delta_\alpha U_\alpha + \delta_\beta U_\beta), \quad (6.3)$$

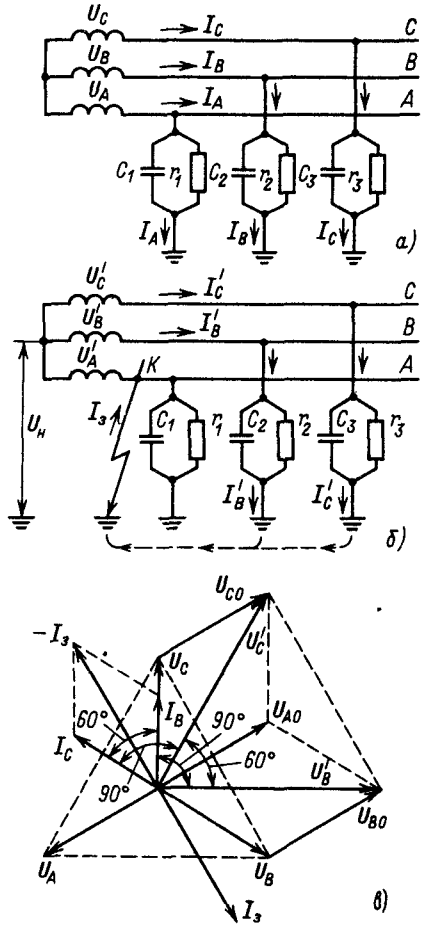



Рис. 6.2. Система напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью:

*а* – расчетная схема замещения в нормальном режиме; *б* – расчетная схема замещения в аварийном режиме; *в* – векторная диаграмма токов и напряжений в аварийном режиме

где

$$\delta_\alpha = \frac{2y_1 - y_2 - y_3}{2(y_1 + y_2 + y_3)};$$

$\delta_\beta = \frac{\sqrt{3}(y_2 - y_3)}{2(y_1 + y_2 + y_3)}$ — коэффициенты асимметрии системы; $U_0 = (U_A + U_B + U_C)/3$; $U_\alpha = U_A - U_0$; $U_\beta = (U_B - U_C)/\sqrt{3}$ — соответственно 0, $\alpha$ и $\beta$-составляющие фазного напряжения трехфазной системы питания.

При металлическом замыкании на землю одной фазы, например фазы $A$ (рис. 6.2, *б*), ее напряжение относительно земли снижается до нуля, а напряжение на двух других фазах увеличивается в $\sqrt{3}$ раз. Действительно, как видно на рис. 6.2, *б*, напряжение фазы $B$ относительно земли равно напряжению между линией $B$ и точкой $K$, следовательно, $U_B'$ равно междуфазному напряжению. Емкостный ток фазы $A$ будет равен нулю, а емкостные токи неповрежденных фаз можно определить из выражений

$$I_B' = \sqrt{3}U_B\omega C e^{-j\pi/3};\quad I_C' = \sqrt{3}U_C\omega C e^{j\cdot 2\pi/3}; \quad (6.4)$$

где $C = C_1 = C_2 = C_3$ — емкости фаз по отношению к земле.

Ток замыкания на землю

$$I_3 = \frac{3U_A}{z_1 + z_2 + z_3} = $$

$$= -(I_A + I_B + I_C) \approx j \cdot 3\omega C U_A, \quad (6.5)$$

где $z_0 = 1/(j\omega C)$; $z_1 = r_1 + jx_1$; $z_2 = r_2 + jx_2$ — входные сопротивления трехфазной системы относительно точки $K$ соответственно для нулевой, прямой и обратной последовательностей фаз, причем $|z_0| \gg z_1 \approx z_2$.

Таким образом, емкостный ток однофазного замыкания на землю в системе с изолированной нейтралью равен тройному емкостному току на землю неповрежденной фазы при нормальном режиме и зависит от напряжения электроустановки, частоты и емкости фаз относительно земли. Практически ток $I_3$ составляет единицы или десятки ампер.

Изменение напряжений фаз по отношению к земле можно рассматривать как результат наложения на напряжения фаз ($U_A$, $U_B$, $U_C$) напряжений нулевой последовательности $U_{A0}$, $U_{B0}$, $U_{C0}$ (см. рис. 6.2, *в*), равных по значению и противоположных по знаку фазному напряжению поврежденной фазы. При этом напряжения всех фаз относительно земли будут определяться геометрической суммой напряжений $U_A$, $U_B$, $U_C$ в нормальном режиме работы системы и напряжений нулевой последовательности. Так, при полном замыкании на землю фазы $L_1$ получим

$$U_C' = U_C + U_{C0};\ U_B' = U_B + U_{B0};$$
$$U_A' = U_A + U_{A0}. \quad (6.6)$$

Из векторной диаграммы (рис. 6.2, *в*) видно, что $U_C' = U_B' = \sqrt{3}U_A$, а угол между $U_C'$ и $U_B'$ равен 60°.

При однофазных замыканиях на землю междуфазные напряжения не изменяются по значению и остаются сдвинутыми по фазе на 120°, что видно из векторной диаграммы на рис. 6.2, *в*. Благодаря этому не нарушается электроснабжение потребителей, включенных на междуфазное напряжение, а система может продолжать работать с одной заземленной фазой, пока не будет найдено место повреждения, но не более 2 ч [33]. Это является главным достоинством систем с изолированной нейтралью. Длительная работа системы в этом режиме недопустима, так как может привести к двойному замыканию на землю, возникающему вследствие повышенных напряжений неповрежденных фаз относительно земли и сопровождающегося прохождением значительного тока КЗ.

При неметаллическом замыкании на землю в месте замыкания возникает перемежающаяся дуга, сопровождающаяся повторными гашениями и зажиганиями. В колебательном контуре, образованном емкостью и индуктивностью системы, в этом случае возникают свободные электрические высокочастотные колебания, приводящие к возникновению перенапряжений, которые распространяются на всю электрически связанную сеть. Значение перенапряжений может достигать 2,2 $U_\phi$ (фазного напряжения) на поврежденной фазе и 3,2 $U_\phi$ на неповрежденных фазах [34]. При продолжительном горении как устойчивой, так и перемежающейся дуг перенапряжения, воздействующие на ослабленную изоляцию фаз, могут привести к двух- и трехфазным КЗ в системе и к отключению потребителей. Поэтому в системах с изолированной нейтралью должны предусматриваться сигнализация и релейная защита от однофазных замыканий на землю.

Многолетний опыт эксплуатации незаземленных систем позволил установить критические значения емкостных токов замыкания на землю, которые в зависимости от номинального напряжения системы составляют 30 А при 3—6 кВ, 20 А при 10 кВ, 15 А при 15—20 кВ, 10 А при 35 кВ и 5 А в схемах блоков генератор — трансформатор при напряжении генератора 6 — 20 кВ. Если ток замыкания превышает указанные значения,

то используют компенсацию его с помощью дугогасящих реакторов.

**Системы с компенсацией тока замыкания на землю.** Уменьшения емкостного тока замыкания на землю в таких системах до значения, при котором гаснет дуга в месте повреждения, достигают заземлением нейтрали генератора или трансформаторов через дугогасящие реакторы, индуктивное сопротивление которых приблизительно равно емкостному сопротивлению системы, т. е. $\omega L \approx 1/(3\omega C)$.

Наибольшее распространение получили дугогасящие реакторы, состоящие из сердечника и обмотки, расположенных в кожухе, заполненном трансформаторным маслом. Индуктивность реактора $L$ регулируют изменением числа витков или зазора сердечника. Активное сопротивление реактора $r$ мало по сравнению с индуктивным.

При компенсации емкостного тока $I_3$ в месте замыкания индуктивным током $I_L$ система может длительно работать с замкнутой на землю фазой, при этом напряжения во всех точках сети имеют те же значения, что и в системе с изолированной нейтралью. Показателем эффективности компенсации является отношение количества замыканий на землю, не развившихся в КЗ, к общему числу замыканий [35]. В компенсированных системах этот показатель составляет 0,6 – 0,9, а в системах с изолированной нейтралью 0,3 [36]. В системах с компенсацией емкостного тока на землю не требуется релейная защита от замыкания на землю, действующая на отключение линий, трансформаторов и генераторов, а также электродвигателей, подключенных непосредственно к сети, а достаточно установки избирательной сигнализации. Исключение составляют системы напряжением 3 – 35 кВ с повышенной опасностью обслуживания оборудования, в которых замыкания на землю должны избирательно отключаться. К ним относятся системы электроснабжения шахт, открытых горных разработок, торфяных разработок и др. Компенсация емкостных токов обладает следующими выгодными для эксплуатации качествами: уменьшает ток через место повреждения до безопасного значения, обеспечивая этим надежное дугогашение; облегчает требования к ЗУ; снижает скорость восстановления напряжения на поврежденной фазе, вследствие чего вероятность повторного зажигания дуги и возникновения коммутационных напряжений мала; при сохранении устойчивой дуги уменьшает вероятность перехода замыкания на землю в многофазное КЗ и др.

Системы с изолированной нейтралью и нейтралью, заземленной через реактор, относят к системам с малыми токами замыкания на землю ($I_3 \leqslant 500$ А).

Рассмотрим систему, нейтраль которой заземлена через дугогасящий реактор (рис. 6.3, *а*). Если $I_L = 0$, $y_1 = y_2 = y_3$, $U_A + U_B + U_C = 0$, то векторная диаграмма напряжений и токов системы с компенсацией емкостного тока на землю не отличается от векторной диаграммы для системы с изолированной нейтралью (см. рис. 6.2, *в*). В случае однофазного замыкания на землю, например фазы $A$, токи и напряжения в фазах можно определить по (6.4) – (6.6). Но при этом еще возникает индуктивный ток через реактор, который при $\omega L \gg r$ равен

$$I_L = U_L/(r + j\omega L) \approx jU_A/(\omega L), \qquad (6.7)$$

где $U_L$ – напряжение смещения нейтрали; $r$ – активное сопротивление реактора. Тогда, пренебрегая емкостной асимметрией системы, результирующий ток замыкания на землю можно определить из выражения

$$I_3 = -\frac{3U_A}{z_0 + z_1 + z_2} =$$

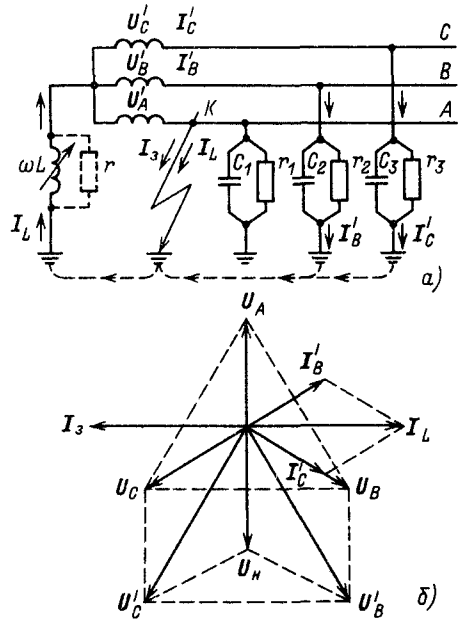



Рис. 6.3. Система напряжением выше 1 кВ с компенсацией емкостного тока на землю:

*а* – расчетная схема замещения в аварийном режиме; *б* – векторная диаграмма токов и напряжений в аварийном режиме

$$= -(I_A + I_B + I_C + I_L) \approx jU_A(3\omega C - \frac{1}{\omega L}), \quad (6.8)$$

где $z_0 \approx 1/\left(j \cdot 3\omega C + \frac{1}{j\omega L}\right)$ — сопротивление нулевой последовательности контура относительно точки $K$.

Как видно из векторной диаграммы, приведенной на рис. 6.3,*б*, векторы тока реактора $I_L$ и емкостного тока замыкания на землю $I_з$ сдвинуты относительно друг друга на 180°. Поэтому при резонансной настройке реактора $[\omega L = 1/(3\omega C)]$ его индуктивный ток компенсирует емкостные токи фаз. Однако практически через место замыкания протекает незначительный ток, состоящий из активной и реактивной составляющих. Первая обусловлена активным сопротивлением реактора и системы, вторая — неточной настройкой реактора. Кроме того, этот ток может быть вызван короной на проводах, которая иногда возникает при повышенных в $\sqrt{3}$ раз напряжениях на неповрежденных фазах и может привести к увеличению емкостных токов и появлению дополнительных активных составляющих токов в фазах, а также токами высших гармоник [32].

При резонансной или близкой к ней настройке реактора исключается возможность существования устойчивой дуги, что является основным преимуществом рассматриваемого способа заземления нейтрали по сравнению с изолированной нейтралью. Амплитуда перенапряжений при такой настройке не превышает $2{,}6U_ф$. Однако при расстройке компенсации более чем на $\pm 5\%$ перенапряжения в компенсированных системах принимают такие же значения, как и в системах с изолированной нейтралью. При невозможности достичь резонансной настройки предпочтительно иметь небольшую перекомпенсацию ($I_L > 3I_C$), так как недокомпенсация емкостного тока в аварийных случаях и при несимметрии емкостей фаз может привести к появлению перенапряжений более высокого порядка, чем в системах с изолированной нейтралью.

Эффективность компенсации во многом зависит от совершенства дугогасящих реакторов. Эффективность компенсации при неизменной настройке реактора составляет 0,6, а при использовании реактора с подмагничиванием и автоматической быстродействующей настройкой 0,9. Дугогасящие реакторы необходимо устанавливать практически во всех системах напряжением 35 кВ, если ток замыкания составляет более 10 А, а также в системах напряжением 3 – 20 кВ, имеющих линии электропередачи с железобетонными и металлическими опорами с токами замыкания также более 10 А. Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при значениях этого тока в нормальных режимах в системах, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях: более 30 А при напряжении 3–6 кВ; более 20 А при напряжении 10 кВ; более 15 А при напряжении 15–20 кВ; более 5 А в схемах напряжением 6 – 20 кВ блоков генератор – трансформатор (на генераторном напряжении) [31]. При токах замыкания на землю более 50 А рекомендуется применение не менее двух заземляющих дугогасящих реакторов. Реактор может быть включен в нейтраль одного работающего трансформатора, который при этом получает дополнительную нагрузку. Допускают включение реактора мощностью, равной 50% мощности трансформатора, при условии, что он будет работать с наибольшим током компенсации не более 2 ч [34]. К недостаткам систем с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор, можно отнести: повышенные капитальные затраты, вызываемые повышенными требованиями к уровню изоляции электроустановок; сложность эксплуатации из-за необходимости вести постоянное наблюдение за состоянием компенсации и трудности определения места повреждения, если оно не развилось; возможность повышения напряжения неповрежденных фаз относительно земли более междуфазного и существование перенапряжений, если нет точной настройки и дуга устойчива; повышение напряжения в системе при нормальном режиме и аварийном, если система обладает хотя бы небольшой несимметрией; увеличение капитальных затрат и эксплуатационных расходов в связи с установкой дугогасящих аппаратов по сравнению с системой с изолированной нейтралью.

## 6.3. СИСТЕМЫ С ГЛУХО- И ЭФФЕКТИВНО ЗАЗЕМЛЕННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

При эффективном и глухом заземлении нейтрали всякое замыкание одной фазы является однофазным КЗ, сопровождающимся значительным током через место повреждения, и должно привести к срабатыванию защитных устройств, отключающих поврежденный участок от системы. На мощных подстанциях токи замыкания на землю могут достигать десятков килоампер. Чтобы частые отключения линий из-за замыканий на землю не нарушали надежности питания

потребителей, на таких линиях применяют однофазное или трехфазное автоматическое повторное включение (АПВ).

Наибольшее распространение среди систем высокого напряжения получили системы с эффективно заземленными нейтралями. У таких систем нейтрали трансформаторов и автотрансформаторов заземлены наглухо или через реакторы с небольшим индуктивным сопротивлением с таким расчетом, чтобы при замыкании напряжения неповрежденных фаз относительно земли не превышали $1{,}4U_{ф}$, а однофазный ток КЗ в любой точке системы был не менее 60% тока трехфазного КЗ в той же точке. В системах с эффективно заземленной нейтралью кратность внутренних перенапряжений ($k = U_{вн}/U_{ф}$) в момент замыкания не превышает 2,5 [37].

Глухое и эффективное заземление нейтралей предупреждает возникновение в системе дуговых перенапряжений большого значения и приводит к облегчению их изоляции по отношению к земле, а следовательно, к снижению затрат на их сооружение; причем экономия в затратах увеличивается с ростом напряжения системы.

Системы с эффективно и глухозаземленной нейтралью относят к системам с большими токами замыкания на землю ($I_з > 500$ А).

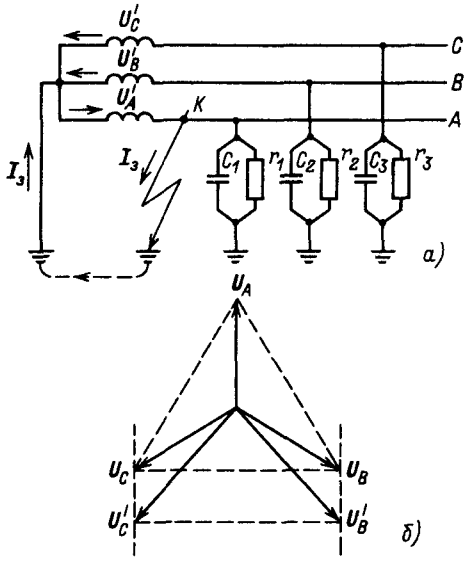



Рис. 6.4. Система с глухозаземленной нейтралью:

*а* – расчетная схема замещения трехфазной трехпроводной системы в аварийном режиме; *б* – векторная диаграмма напряжений при замыкании фазы $L_1$ на землю в системе без учета активных сопротивлений

Для ограничения токов замыкания на землю искусственно увеличивают сопротивление нулевой последовательности $z_0$ за счет заземления только части нейтралей трансформаторов (одного или двух) на подстанции или заземления нейтралей через сопротивления. Однако такое увеличение приводит к дополнительному повышению напряжения на неповрежденных фазах при несимметрии КЗ.

Рассмотрим систему с глухозаземленной нейтралью при однофазном замыкании на землю фазы (рис. 6.4, *а*). В этом случае напряжения на неповрежденных фазах определяют из выражений

$$U'_B = -\frac{3z_0 + j\sqrt{3}(z_0 + 2z_2)}{2(z_1 + z_2 + z_0)} E_э;$$

$$U'_C = -\frac{3z_0 - j\sqrt{3}(z_0 + 2z_2)}{2(z_1 + z_2 + z_0)} E_э, \qquad (6.9)$$

где $E_э$ – ЭДС эквивалентного генератора, численно равная напряжению в месте КЗ перед его возникновением. В реальных системах $x_1 \approx x_2 \neq x_0$; $r_1/x_1 \approx r_2/x_2 \neq r_0/x_0$. Ток однофазного замыкания определяется суммой токов прямой, обратной и нулевой последовательностей, т. е.

$$I_з = I_{A1} + I_{A2} + I_{A0} = 3I_{A1}, \qquad (6.10)$$

где $I_{A1} = I_{A2} = I_{A0}$.

На рис. 6.4, *б* представлена векторная диаграмма при КЗ фазы $L_1$ для системы с индуктивными сопротивлениями. Векторная диаграмма получается симметричной, поскольку $|U'_C| = |U'_B|$, а концы векторов $U'_C$ и $U'_B$ скользят по прямым, параллельным вектору $U_L$ при изменении $\varkappa = x_0/x_1$.

Внутренние перенапряжения в системе зависят от числа заземленных нейтралей трансформаторов. Чем больше это число, тем меньше значения перенапряжений. Однако заземление большого количества нейтралей приводит к значительному увеличению тока однофазного КЗ. Поэтому, например, в системах напряжением 110 кВ заземляют столько нейтралей трансформаторов, сколько необходимо для создания эффективного режима работы нейтрали в системе. Иногда для уменьшения однофазного тока КЗ нейтрали трансформаторов заземляют через активное или индуктивное сопротивление. При заземлении нейтрали через индуктивное сопротивление ток в месте повреждения будет значительно больше емкостного тока за-

мыкания на землю, но не более допустимых значений, ограниченных появлением устойчивого дугового замыкания на землю. Такое заземление нейтрали повышает устойчивость системы при однофазных замыканиях на землю и ограничивает коммутационные перенапряжения до допустимых пределов.

При заземлении нейтрали через активное сопротивление ток в месте повреждения будет больше емкостного тока замыкания на землю, но меньше, чем при заземлении нейтрали через индуктивное сопротивление. Напряжения на неповрежденных фазах при этом достигают значений $(1{,}73 \div 1{,}9)\,U_{\Phi}$. При правильно выбранном значении активного сопротивления устойчивость системы при однофазных замыканиях выше, чем при глухом заземлении нейтрали. Надежность заземления нейтрали через активное сопротивление выше, чем через индуктивное [18]. Однако введение в нейтраль индуктивного сопротивления (реактора) для ограничения тока однофазного КЗ является более экономичным, чем заземление нейтрали через активное сопротивление. Последнее находит применение при заземлении нейтралей генераторов.

Основными недостатками систем с эффективно и глухозаземленной нейтралью являются: любое однофазное замыкание на землю равносильно КЗ и релейная защита немедленно отключает поврежденный участок (нарушается бесперебойность электроснабжения, что требует для ограничения бестоковых пауз применения быстродействующих АПВ и выполнения систем с резервированием для наиболее ответственных потребителей); значительное электромагнитное влияние на линии связи; удорожание релейной защиты в связи с устройством ее в трехфазном исполнении; значительные токи КЗ, приводящие к механическому разрушению электрооборудования; опасность поражения людей из-за больших напряжений прикосновения и шага и токов КЗ при однофазном замыкании на землю; значительное увеличение затрат на ЗУ.

## 6.4. ВЫБОР РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ И ВЫШЕ

На основании рассмотрения достоинств и недостатков различных режимов нейтрали, удовлетворяющих в той или иной степени требованиям, предъявляемым к заземлению нейтрали, можно сделать следующие практические выводы.

В системах электроснабжения напряжением 3, 6, 10, 15, 20 и 35 кВ применяют изолированную нейтраль, если емкостные токи не превосходят при однофазных замыканиях на землю значений, установленных ПУЭ, в противном случае применяют нейтрали, заземленные через дугогасящие аппараты, компенсирующие емкостный ток замыкания на землю. При напряжениях 6 и 10 кВ нейтрали генераторов обычно заземляют через активное сопротивление. В системах напряжением 110, 220 кВ и выше применяют эффективно заземленную нейтраль. Глухозаземленную нейтраль при напряжениях до 1 кВ применяют в четырехпроводной системе напряжением 380/220 и 220/127 В, преимуществом которой является возможность питания от одной сети силовой и осветительной нагрузок, а также в трехпроводных системах постоянного тока. В трехфазных системах напряжением 380 и 220 В применяют как изолированную, так и глухозаземленную нейтраль [31]. При повышенных требованиях безопасности (для передвижных установок, торфяных разработок, шахт) применяют электроустановки с изолированной нейтралью или изолированным выводом источника однофазного тока, если их напряжение ниже 1 кВ, а в электроустановках постоянного тока того же напряжения изолируют среднюю точку.

Принятие решения по выбору режима нейтрали электроустановок должно основываться на рекомендациях ПУЭ.

## 6.5. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ЗАЩИТНЫМ ЗАЗЕМЛЕНИЯМ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

З а з е м л е н и е м какой-либо части электроустановки или другой установки называют преднамеренное гальваническое соединение этой части с заземляющим устройством.

З а щ и т н ы м з а з е м л е н и е м называют заземление частей электроустановок с целью обеспечения электробезопасности. Защитное заземление применяют в сетях напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью и в сетях напряжением выше 1 кВ как с изолированной, так и с заземленной нейтралью.

З а з е м л я ю щ и м у с т р о й с т в о м называют совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

З а з е м л и т е л е м называют проводник или совокупность металлически соединенных

между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником считают проводник, соединяющий заземленные части с заземлителем. В зависимости от места размещения заземлителя относительно заземляемого оборудования различают два типа заземляющих устройств: выносное и контурное.

Выносное заземляющее устройство характеризуется тем, что заземлитель его вынесен за пределы площадки, на которой размещено заземляемое оборудование, или сосредоточен на некоторой части этой площадки. Поэтому выносное заземление называют также сосредоточенным.

Контурное заземляющее устройство характеризуется тем, что его одиночные заземлители размещают по контуру (периметру) площадки, на которой находится заземляемое оборудование, а также внутри этой площадки. Такое заземление также называют распределенным, так как часто одиночные заземлители распределяют по всей площадке равномерно.

Заземлители могут быть двух видов: искусственные, предназначенные исключительно для целей заземления, и естественные – находящиеся в земле металлические предметы иного назначения. Для искусственных заземлителей применяют обычно вертикальные и горизонтальные электроды, наименьшие размеры которых приведены ниже:

| | |
|---|---|
| Круглые (прутковые) диаметром, мм | 10 |
| Круглые оцинкованные диаметром, мм | 6 |
| Прямоугольные: | |
| сечением, мм$^2$ | 48 |
| толщиной, мм | 4 |
| Сталь угловая, толщина полок, мм | 4 |
| Стальные трубы, толщина стенок, мм | 3,5 |

В качестве естественных заземлителей используют проложенные в земле водопроводные трубы, металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, находящиеся в соприкосновении с землей.

## 6.6. ЗАЩИТНЫЕ МЕРЫ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ И ОБЛАСТЬ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

В электроустановках напряжением до 1 кВ с заземленной нейтралью трансформаторов или генераторов применяют систему, при которой металлические корпуса приемников электроэнергии с помощью защитных проводников малого сопротивления преднамеренно соединены с заземленной нейтралью. Наличие такого соединения превращает замыкание токоведущих частей на корпус электроустановок в КЗ, вследствие чего происходит отключение аварийного участка автоматическим выключателем или предохранителем. Эта система носит название зануления. Основное назначение зануления заключается в обеспечении автоматического отключения участка сети, на котором произошло замыкание находящихся под напряжением проводников на металлические части установки.

Защитные заземления или зануления должны обеспечивать:

а) в установках с изолированной нейтралью – безопасный ток, проходящий через тело человека при замыканиях фазы сети на заземленные части;

б) в установках с заземленной нейтралью – автоматическое отключение поврежденных участков сети.

В случаях (обусловленных чаще всего условиями окружающей среды), когда осуществление безопасности с помощью заземления или зануления малоэффективно и вызывает значительные трудности, успешно применяют системы защитного отключения, обеспечивающие автоматическое отключение установки или ее части с временем 0,05 – 0,2 с при однофазных замыканиях на землю или на корпус оборудования, а также при прикосновении человека к частям, находящимся под напряжением [38]. Для обеспечения электробезопасности все большее распространение получает применение двойной изоляции, т. е. выполнение корпусов электрооборудования и аппаратов из изолирующего материала или из материала с дополнительными изолирующими вставками между корпусом и частями, которые могут находиться под напряжением при повреждении изоляции токоведущих частей. Двойной изоляцией называется совокупность рабочей и защитной (дополнительной) изоляции, при которой доступные прикосновению части электрооборудования не приобретают опасного напряжения при повреждении только рабочей или только защитной изоляции [38]. Важной защитной мерой служит выравнивание потенциалов в пределах установки или отдельных ее частей. Эту защитную меру применяют совместно с системами заземления, зануления и другими защитными мерами.

Для электроустановок небольшой мощности (переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения) применяют малое напряжение (42 В и ниже), что позволяет устранить опасность элек-

тротравматизма даже при прикосновении к частям, находящимся под напряжением. Другой защитной мерой, имеющей целью изолировать электроустановки от возможных в первичной сети утечек емкости, аварийных состояний и других условий, создающих повышенную опасность электротравматизма, является включение электроустановок в сеть через разделяющие трансформаторы или преобразователи с первичным напряжением до 660 и вторичным до 380 В.

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции должно быть применено: заземление, зануление, защитное отключение, разделяющий трансформатор, малое напряжение, двойная изоляция или выравнивание потенциалов [31]. Заземлению и занулению подлежат корпуса электрических машин, трансформаторов, светильников; приводы электрических аппаратов; вторичные обмотки измерительных трансформаторов; каркасы распределительных щитов, щитов управления; металлические конструкции распределительных устройств, кабельных конструкций, броня кабелей, стальные трубы электропроводки; металлические корпуса передвижных и переносных приемников электроэнергии; электрооборудование, размещаемое на движущихся частях станков, машин, механизмов.

## 6.7. СОПРОТИВЛЕНИЕ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Сопротивлением ЗУ называют отношение напряжения на ЗУ к току, протекающему через заземлитель на землю, т. е.

$$R_з = U_з/I_з. \qquad (6.11)$$

Для осуществления защитных функций ЗУ должны иметь сопротивление, не превышающее определенного значения. В электроустановках напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью сопротивление ЗУ, используемого для заземления электрооборудования, должно быть не более 4 Ом. При мощности генераторов и трансформаторов 100 кВ·А и менее $R_з$ должно быть не более 10 Ом.

В электроустановках напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью сопротивление ЗУ, к которым присоединены нейтрали генераторов или трансформаторов, а также выводы источника однофазного тока, должно быть не более 2, 4 и 8 Ом соответственно при линейных напряжениях 660, 380 и 220 В источника трехфазного тока или 380, 220 и 127 В источника однофазного тока.

В установках напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью сопротивление ЗУ с учетом естественных заземлителей должно определяться следующим образом:

а) если ЗУ одновременно используют для электроустановок напряжением до 1 кВ

$$R_з \leqslant 125/I_з, \qquad (6.12)$$

но не более 2, 4 и 8 Ом соответственно для указанных выше напряжений;

б) если ЗУ используют только для электроустановок напряжением выше 1 кВ,

$$R_з \leqslant 250/I_{р.з}, \qquad (6.13)$$

но не более 10 Ом, где $I_{р.з}$ – расчетный ток замыкания на землю, А.

В установках напряжением выше 1 кВ с компенсацией емкостного тока замыкания на землю расчетный ток принимают равным:

а) 125% номинального тока компенсирующих устройств, присоединенных к ЗУ;

б) остаточному току замыкания на землю, который может иметь место в данной сети при отключении наиболее мощного из компенсирующих устройств или наиболее разветвленного участка сети.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью сопротивление ЗУ в любое время года должно превышать 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей. При этом напряжение на ЗУ при стекании с него тока замыкания на землю не должно превышать 10 кВ.

При использовании естественных заземлителей (а это дает значительную экономию средств и предписывается ПУЭ) сопротивление искусственного заземлителя $R_и$ меньше требуемого $R_з$; его определяют из выражения

$$R_и = \frac{R_е R_з}{R_е - R_з}, \qquad (6.14)$$

где $R_е$ – сопротивление растеканию естественного заземлителя, Ом, которое можно вычислить по формулам, выведенным для искусственных заземлителей аналогичной формы или определить измерениями [39].

РАЗДЕЛ СЕДЬМОЙ

# МОЛНИЕЗАЩИТА ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗДАНИЙ, СООРУЖЕНИЙ И ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

## 7.1. МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИЙ

**Защита разрядниками.** Молниезащиту подстанций осуществляют трубчатыми (для защиты изоляции линий и подстанций) и вентильными (для защиты изоляции подстанций и электрических машин) разрядниками.

Трубчатые разрядники выбирают по номинальному напряжению сети, максимальному и минимальному токам отключения исходя из соотношений

$$I_{к,max} < I_{р,т,max};\ I_{к,min} > I_{р,т,min},$$

где $I_{р,т,min}$ и $I_{р,т,max}$ – верхний и нижний пределы токов, отключаемых разрядником данного типа; $I_{к,max}$ – действующее значение тока трехфазного КЗ в первый полупериод, умноженное на коэффициент $K_а$, учитывающий апериодическую слагающую тока (для понизительных подстанций $K_а = 1{,}3$; для генерирующих станций $K_а = 1{,}5$); $I_{к,min}$ – действующее значение тока двухфазного КЗ в первый полупериод без учета апериодической слагающей в минимальном режиме работы системы электроснабжения (при частичном отключении генераторов, трансформаторов и линий).

Внешние искровые промежутки трубчатых разрядников на линиях и подстанциях устанавливают согласно данным табл. 7.1. Вентильные разрядники выбирают по номинальному напряжению и их назначению.

Таблица 7.1. **Установка внешнего искрового промежутка трубчатых разрядников**

| Место установки разрядников | Внешний искровой промежуток, мм | | |
|---|---|---|---|
| | 3–6 кВ | 10 кВ | 35 кВ |
| Деревянные опоры в местах пересечений | – | – | 150 |
| Анкерные металлические опоры (линии со смешанными опорами) | 10 | 15 | 100 |
| Подходы к подстанциям | 10 | 15 | 80 |
| Вводы в подстанцию | 10 | 15 | 80 |
| Кабельные муфты линейных разъединителей | 10 | 15 | – |

**Защита молниеотводами.** Открытые распределительные устройства подстанций 20–35 кВ защищают от прямых ударов молнии отдельно стоящими стержневыми молниеотводами (рис. 7.1), устанавливаемыми по углам подстанции. Высоту молниеотвода выбирают исходя из условия $D \leqslant 8(h - h_x)$, где $h$ – высота молниеотвода, $h_x$ – габарит подстанции.

Для установки молниеотводов целесообразно использовать также все высокие сооружения, расположенные вблизи подстанции. Спуски к заземлителям от молниеотводов, устанавливаемых на зданиях распределительных устройств электростанций предприятия, прокладывают по крыше и стенам здания по возможности дальше от токоведущих частей электроустановок. Достаточно, например, установить один молниеотвод на заводской трубе.

Здания или сооружения от прямых ударов молний защищают с определенной степенью надежности; по мере продвижения внутрь зоны надежность увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5% и выше, а зона защиты типа Б – 95% и выше.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \leqslant 150$ м представляет собой круговой конус (рис. 7.2, 7.3). Вершина конуса находится на высоте $h_0 < h$. На уровне земли зона защиты образует круг радиусом $r_0$. Горизонтальное сечение зоны

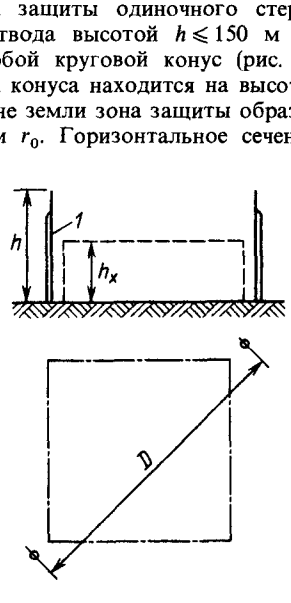



Рис. 7.1. Схема расположения отдельно стоящих молниеотводов открытого распределительного устройства:

*1* – молниеотвод; $h$ – высота молниеотвода; $h_x$ – высота опорных конструкций подстанции; $D$ – расстояние между молниеотводами

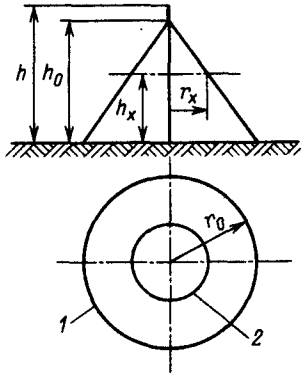



Рис. 7.2. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой до 150 м:
*1* – граница зоны защиты на уровне земли; *2* – граница зоны защиты на уровне $h_x$

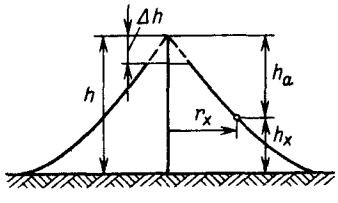



Рис. 7.3. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой более 150 м

защиты на высоте защищаемого сооружения $h_x$ представляет собой круг радиусом $r_x$.

Зоны защиты одиночных стержневых молниеотводов имеют следующие габариты:

зона А:

$$\left.\begin{aligned} h_0 &= 0{,}85h;\\ r_0 &= (1{,}1 - 0{,}002h)\,h;\\ r_x &= (1{,}1 - 0{,}002h)\left(h - \frac{h_x}{0{,}85}\right); \end{aligned}\right\} \quad (7.1)$$

зона Б:

$$\left.\begin{aligned} h_0 &= 0{,}92h;\\ r_0 &= 1{,}5h; \end{aligned}\right\} \quad (7.2)$$

$$r_x = 1{,}5\left(h - \frac{h_x}{0{,}92}\right).$$

Для зоны Б высота одиночного стержневого молниеотвода при известных $h_x$ и $r_x$ может быть определена по формуле

$$h = \frac{r_x + 1{,}63h_x}{1{,}5}. \quad (7.3)$$

Если здание подстанции и ее конструкции накрываются защитной зоной, то дополнительных молниеотводов устанавливать не следует. Схемы молниезащиты подстанций приведены в табл. 7.2.

## 7.2. МОЛНИЕЗАЩИТА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

На линиях с деревянными опорами должны быть защищены все места с ослабленной изоляцией. Подвеска тросовых молниеотводов по всей длине необходима только на линиях 110 кВ и выше с металлическими опорами. К местам с ослабленной изоляцией относятся отдельные металлические опоры и воздушные промежутки между пересекающимися линиями. Расстояние по вертикали между проводами пересекающихся линий, исходя из условия защиты от перенапряжений в период грозового сезона, должно быть не менее:

2 м – при пересечениях линий до 10 кВ между собой и с линиями более низкого напряжения:

3 м – при пересечениях линий 20 – 110 кВ между собой и с линиями более низкого напряжения;

4 м – при пересечениях линий 150 – 220 кВ с линиями более низкого напряжения.

На линиях 6 – 20 кВ для защиты пересечений прокладывают на близлежащей опоре заземляющие спуски (рис. 7.4). На линиях 35 – 110 кВ на деревянных опорах (без троса), на опорах, ограничивающих пролет пересечения, устанавливают трубчатые разрядники. Молниезащиту линий осуществляют в зависимости от напряжения и конструктивного исполнения линий.

Характеристика молниезащиты линий приведена в табл. 7.3, сопротивление заземлителей для линий – в табл. 7.4.

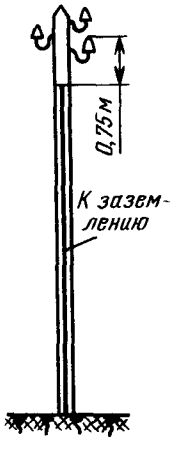
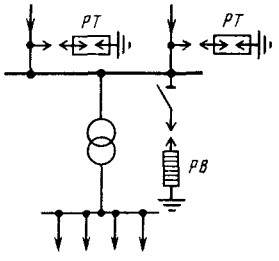
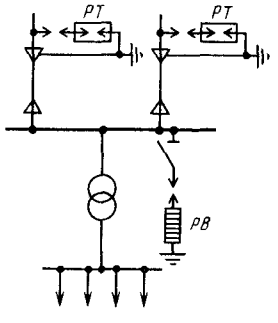
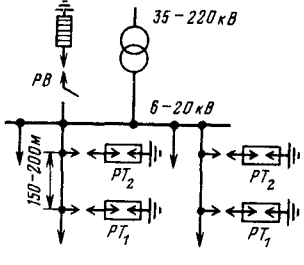
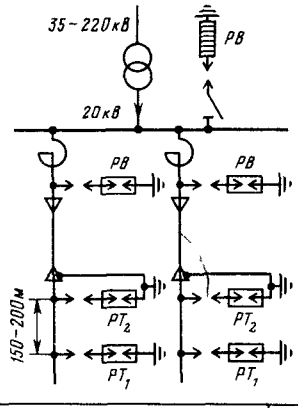
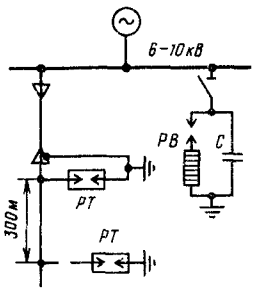
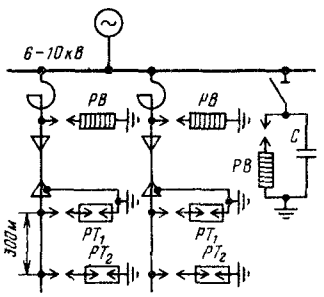
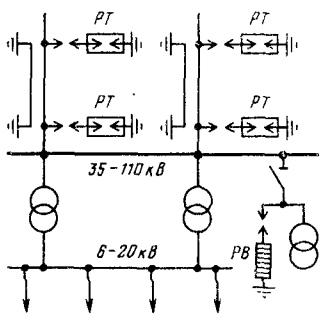
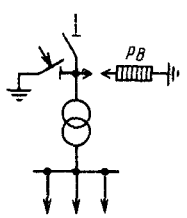



Рис. 7.4. Прокладка заземляющих спусков на опорах напряжением 6 – 20 кВ

Таблица 7.2. **Рекомендуемые схемы молниезащиты**

| Схема | Защищаемый объект | Характеристика молниезащиты |
|---|---|---|
|  | **Напряжение 3—20 кВ**<br>Цеховые трансформаторные подстанции и РП с питающими ВЛ | Устанавливают трубчатые разрядники (*РТ*) на вводе каждой ВЛ. Если токи КЗ больше предельных токов КЗ, отключаемых трубчатыми разрядниками, на шинах подстанции устанавливают вентильные разрядники (*РВ*) |
|  | Цеховые трансформаторные подстанции и РП с питающими ВЛ через кабельные вставки | Устанавливают *РТ* или *РВ* на кабельных муфтах и *РВ* на шинах подстанции |
|  | Главные понизительные подстанции с отходящими ВЛ на стороне низшего напряжения | Устанавливают *РВ* на шинах подстанции, $РТ_2$ — на вводах в подстанцию и дополнительно $РТ_1$ на расстоянии трех-четырех пролетов от подстанции |
|  | Главные понизительные подстанции с отходящими ВЛ, имеющими кабельные вставки на подходах к подстанции | Устанавливают *РВ* на шинах подстанции, *РВ* — за реакторами, $РТ_2$ — на кабельных муфтах и на расстоянии трех-четырех пролетов от них; при длине кабельной вставки более 50 м второй комплект разрядников $РТ_1$ не устанавливают |

*Продолжение табл. 7.2*

| Схема | Защищаемый объект | Характеристика молниезащиты |
|---|---|---|
|  | Генераторы до 50 000 кВ·А электростанций промышленных предприятий. ВЛ подключают к шинам через кабельные вставки без реакторов. ВЛ на деревянных опорах к шинам генераторов мощностью более 25 000 кВ·А присоединять не разрешается | Устанавливают *РВ* I группы на шинах электростанций, *РТ* или *РВ* на кабельных муфтах и в конце защищенного молниеотводами подхода; длина кабельной вставки должна быть не менее 50 м. Подход ВЛ на расстоянии 300 м защищают стержневыми молниеотводами. Если подходы ВЛ к электростанции или подстанции экранированы окружающими строениями, защита подходов ВЛ молниеотводами не обязательна |
|  | Генераторы до 50 000 кВ·А электростанций промышленных предприятий. Линии реактированы. ВЛ присоединены к шинам генераторного напряжения через кабельные вставки | Устанавливают *РВ* I группы на шинах генераторного напряжения, *РВ* IV группы — за реакторами, на линиях $РТ_1$. На шинах электростанции кроме разрядника устанавливают защитные емкости, чтобы суммарная емкость кабелей, присоединенных к генераторам, составляла 0,5 мкФ и более на фазу. Длина кабельной вставки должна быть не менее 50 м |
|  | **Напряжение 35—110 кВ**<br>Главные понизительные подстанции 35—110 кВ | Устанавливают *РВ* на шинах подстанции, *РТ* — на вводах и в конце тросовых участков. Подходы ВЛ защищают тросами. Если подходы экранированы окружающими строениями, защита молниеотводами не обязательна. Вилитовые разрядники присоединяют под один разъединитель вместе с трансформаторами напряжения |
|  | Главные понизительные подстанции 35—110 кВ по упрощенной схеме с короткозамыкателями вместо выключателей | Устанавливают *РВ* без разъединителей |

*Продолжение табл. 7 2*

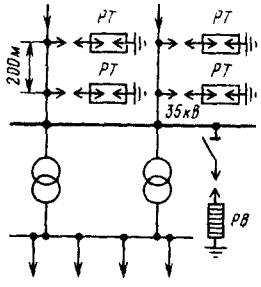
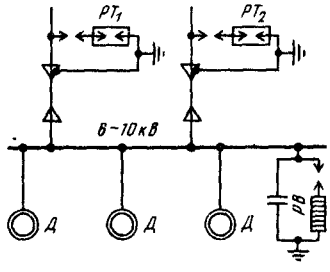
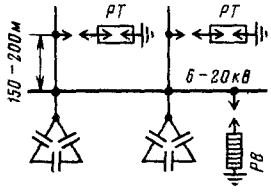
| Схема | Защищаемый объект | Характеристика молниезащиты |
|---|---|---|
|  | Цеховые понизительные подстанции глубокого ввода 35 кВ с трансформаторами до 630 кВ·А | Устанавливают *РВ* на шинах подстанции, *РТ* – на вводах в подстанцию и на расстоянии 200 м |
|  | Подстанции насосных установок промышленных предприятий с электродвигателями 3–10 кВ, питающиеся через ВЛ без установки понизительных трансформаторов (не имеющие насосной, например 35/6 кВ) | Устанавливают *РВ* на шинах подстанции емкостью 0,5 мкФ; на питающих ВЛ устанавливают $РТ_2$ на расстоянии 150 м от подстанции и $РТ_1$ на расстоянии 100 м от $РТ_2$ |
|  | Для всех подстанций, имеющих установленные и присоединенные к шинам батареи конденсаторов, при наличии ввода ВЛ на те же шины | Устанавливают *РТ* на ВЛ на расстоянии 150–200 м от шин подстанции и *РВ* – на шинах |

Таблица 7.3. **Характеристика молниезащиты линий**

| Напряжение линий, кВ (вид опор) | Характеристика молниезащиты |
|---|---|
| 3–10 (деревянные) | Отдельные металлические опоры защищают трубчатыми разрядниками. В местах пересечения линий на опоре, ближайшей к пересечению, прокладывают заземляющие спуски[1] |
| 35 (деревянные) | Отдельные металлические опоры защищают трубчатыми разрядниками. В местах пересечения линий на опорах, ограничивающих пролет пересечения, устанавливают трубчатые разрядники |

[1] Не требуется специальных мер защиты пересечений, если расстояние между проводами пересекающихся линий не менее 4 м – при пересечении между собой линий 3–20 кВ, 5 м – при пересечении линий 35–110 кВ с линиями 20 кВ и ниже, 6 м – при пересечении линий 150–220 кВ с линиями 20 кВ и ниже.

[2] При расположении места пересечений линий вблизи опоры (до 40 м) трубчатые разрядники могут устанавливаться только на ближайшей опоре.

*Продолжение табл. 7.3*

| Напряжение линий, кВ (вид опор) | Характеристика молниезащиты |
|---|---|
| 35 (металлические, с тросом и без троса) | Снижение импульсных сопротивлений заземлений опор до 10 Ом |
| 110 (деревянные) | Отдельные металлические опоры защищают трубчатыми разрядниками В местах пересечения линий на опорах, ограничивающих пролет пересечения, устанавливают трубчатые разрядники[2] |
| 110 (металлические) | Подвеска тросовых молниеотводов Снижение импульсных сопротивлений заземлений опор до 10 Ом |

Таблица 7 4 **Сопротивление заземлений**

| Тип устройства защиты от перенапряжений | Сопротивление заземления, Ом, не более, при удельном сопротивлении земли, Ом м | | | |
|---|---|---|---|---|
| | до 100 | 100–500 | 500–1000 | более 1000 |
| Трубчатый разрядник | 10 | 10 | 10 | 15 |
| Опора с тросами ВЛ 35–500 кВ | 10 | 15 | 20 | 20 |
| Подходы ВЛ 110–330 кВ с одностоечными двухцепными опорами | 5 | 10 | 15 | 15 |
| Молниеотвод на трансформаторном портале РУ 20–35 кВ | | 4 | | |

## 7.3. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К УСТРОЙСТВАМ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК, ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Вентильные разрядники присоединяют к шинам подстанции или электростанции через разъединитель При установке разрядников у трансформаторов или на линиях можно присоединить разрядники без разъединителей. На столбовых подстанциях вентильные разрядники, как правило, присоединяют без разъединителей В закрытых РУ вентильные разрядники устанавливают в отдельных камерах Разрядники и трансформаторы напряжения могут устанавливать в одной камере и присоединять через общий разъединитель. Место установки разрядников на подстанции или электростанции выбирают из условия максимального приближения разрядника (по длине ошиновки) к трансформаторам или генераторам

Производственные, жилые и общественные здания и сооружения промышленных предприятий в зависимости от их назначения, конструктивного исполнения, географического местоположения, связанного с интенсивностью грозовой деятельности и ожидаемого количества поражения их молнией, должны быть обеспечены молниезащитой Молниезащита указанных объектов должна быть выполнена в соответствии с категориями молниезащиты [41], приведенными в табл 7 5 Здания и сооружения оборудуют молниезащитой в зависимости от ожидаемого числа поражений $N$ в год

$$N = (S + 6h)(L + 6h)n\ 10^{-6}, \qquad (7.4)$$

где $S$ и $L$ – соответственно ширина и длина защищаемого здания (сооружения), имеющего в плане прямоугольную форму, м, $h$ – наибольшая высота здания (сооружения), м; $n$ – среднегодовое число ударов молнии в 1 км$^2$ земной поверхности в месте расположения здания.

Для зданий сложной конфигурации при расчете $N$ в качестве $S$ и $L$ рассматривают ширину и длину наименьшего прямоугольника, в который может быть вписано здание в плане

Здания и сооружения, отнесенные по устройству молниезащиты к I и II категориям, должны быть защищены от прямых ударов молнии, электростатической и электромагнитной индукции и заноса высоких потенциалов через наземные и подземные металлические коммуникации. Здания и сооружения, отнесенные по устройству молниезащиты к III категории, должны быть защищены от прямых ударов молнии и заноса

Таблица 7.5. **Классификация зданий и сооружений по устройству молниезащиты и необходимости ее выполнения**

| Здания и сооружения | Местоположение | Тип зоны защиты | Категория устройства молниезащиты |
|---|---|---|---|
| Здания и сооружения или их части с производствами, помещения которых по ПУЭ относятся к классам В-I и В-II | По всей территории СССР | Зона А | I |
| Здания и сооружения или их части с производствами, помещения которых по ПУЭ относятся к классам В-Iа, В-Iб, В-IIа | В местностях со средней грозовой деятельностью 10 ч в год и более | При ожидаемом количестве поражений молнией в год здания или сооружения $N \leqslant 1$ – зона Б, при $N > 1$ – зона А | II |
| Наружные технологические установки и открытые склады, относимые по ПУЭ к классу В-Iг | На всей территории СССР | Зона Б | II |
| Здания и сооружения с производствами, помещения которых по ПУЭ относятся к классам П-II и П-IIа | В местах со средней грозовой деятельностью 20 ч в год и более | Для зданий и сооружений I и II степеней огнестойкости при $0{,}1 < N \leqslant 2$ и для III, IV, V степеней огнестойкости при $0{,}002 < N \leqslant 2$ – зона Б; при $N > 2$ – зона А | III |
| Наружные технологические установки и открытые склады, относимые по ПУЭ к классу П-III | То же | Зона Б | III |
| Здания и сооружения III, IV и V степеней огнестойкости, в которых отсутствуют производства с помещениями, относимыми по ПУЭ к классам взрыво- и пожароопасным | В местностях со средней грозовой деятельностью 20 ч в год и более | При ожидаемом количестве поражений молнией в год: $0{,}1 \leqslant N \leqslant 2$ – зона Б; при $N > 2$ – зона А | III |
| Дымовые трубы предприятий и котельных, водонапорные и силосные башни, вышки различного назначения высотой 15 м и более | В местностях со средней грозовой деятельностью 10 ч в год и более | Зона Б | III |
| Жилые и общественные здания, возвышающиеся более чем на 25 м над средней высотой окружающих зданий в радиусе 400 м, а также отдельно стоящие здания высотой более 30 м, удаленные от других зданий более чем на 400 м | В местностях со средней грозовой деятельностью 20 ч в год и более | Зона Б | III |
| Общественные здания III, IV и V степеней огнестойкости следующего назначения: детские сады и ясли, школы и школы-интернаты, спальные корпуса и столовые санаториев, домов отдыха и пионерских лагерей, лечебные корпуса больниц, клубы, кинотеатры | То же | То же | III |
| Здания и сооружения, являющиеся памятниками истории и культуры | В местностях со средней грозовой деятельностью 10 ч в год и более | То же | III |

высоких потенциалов через наземные металлические коммуникации.

При ширине зданий и сооружений более 100 м должны выполняться мероприятия по выравниванию потенциала внутри здания [41].

**Определение защитной зоны.** Когда здание или сооружение имеет сложную конфи-

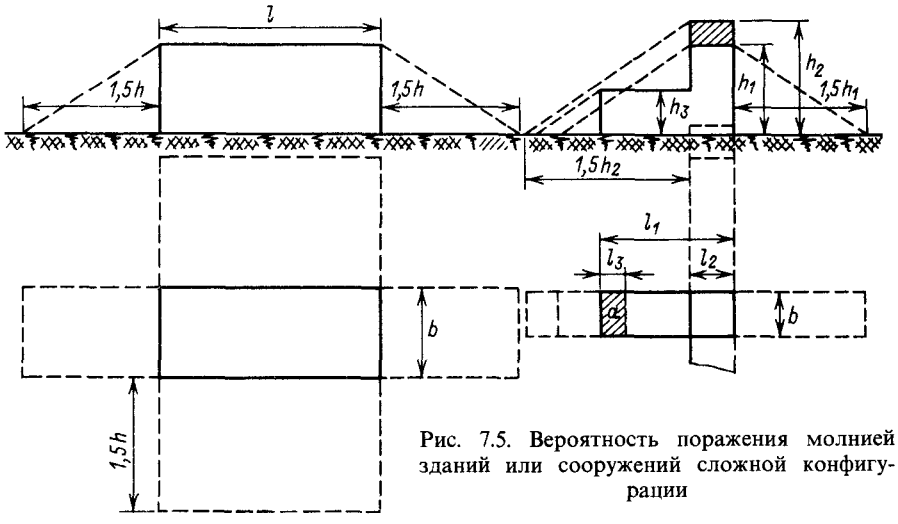



Рис. 7.5. Вероятность поражения молнией зданий или сооружений сложной конфигурации

гурацию, определение защитной зоны производят в соответствии с рис. 7.5.

Первый случай, когда наиболее высокая часть здания не экранирует полностью все здание. На рис. 7.5 незащищенная часть здания обозначена заштрихованной зоной *а*.

Для отвода молний от незащищенной зоны следует устанавливать дополнительные молниеприемники.

Второй случай, когда наиболее высокая часть здания имеет высоту, равную $h_2$, все здание экранируется, дополнительные молниеприемники устанавливать не требуется и число поражений здания определяют по (7.4), где принимают $h = h_2$. Среднее число поражений молниями 1 км$^2$ земной поверхности зависит от грозовой деятельности. Число часов грозовой деятельности в год берут на основании официальных сведений метеостанций данной местности или определяют по рис. 7.6.

Связь между грозовой деятельностью и средним числом поражений молнией на 1 км$^2$ ($n$) составляет:

| При грозовой деятельности, ч/год | 10–20 | 20–40 | 40–60 | 60–80 | 80 и более |
|---|---|---|---|---|---|
| Среднее число поражений на 1 км$^2$ в год . . . | 1 | 3 | 6 | 9 | 12 |

В соответствии с данными [42] определение степени пожарной опасности производят по табл. 7.6. Степень огнестойкости зданий и сооружений определяется по табл. 7.7 – 7.10.

Необходимость молниезащиты производственных зданий и сооружений, не вошедших в табл. 7.5, может определяться по аналогии или по другим причинам, дающим основание для применения молниезащитных устройств. Такими причинами может служить число поражений молнией в год более 0,05 для зданий и сооружений I и II степеней огнестойкости; 0,01 – для III, IV и V степеней огнестойкости (независимо от активности грозовой деятельности в рассматриваемом районе).

В зданиях большой площади (при ширине 100 м и более) согласно СН 305 – 77 предусматривают меры для выравнивания потенциалов внутри здания во избежание повреждения электроустановок и поражения людей при прямых ударах молний в здание.

При поражении здания или сооружения возникает переходный процесс, связанный с распространением волны по конструкциям пораженного здания или сооружения. Потенциал волны нарастает до прихода отраженной от заземляющего устройства волны обратного знака и равен, кВ,

$$U_{ср} = Z_{ср} a_c \frac{2h}{V_c}, \qquad (7.5)$$

где $Z_{ср}$ – волновое сопротивление сооружения, Ом; $a_c$ – крутизна тока молнии в сооружении, кА/мкс; $h$ – высота сооружения, м; $V_c$ – скорость распространения волны на конструкции, м/мкс, принимаемая равной 0,5 скорости света.

При наличии в здании и сооружении конструктивных элементов, используемых для молниезащиты (металлические фермы,

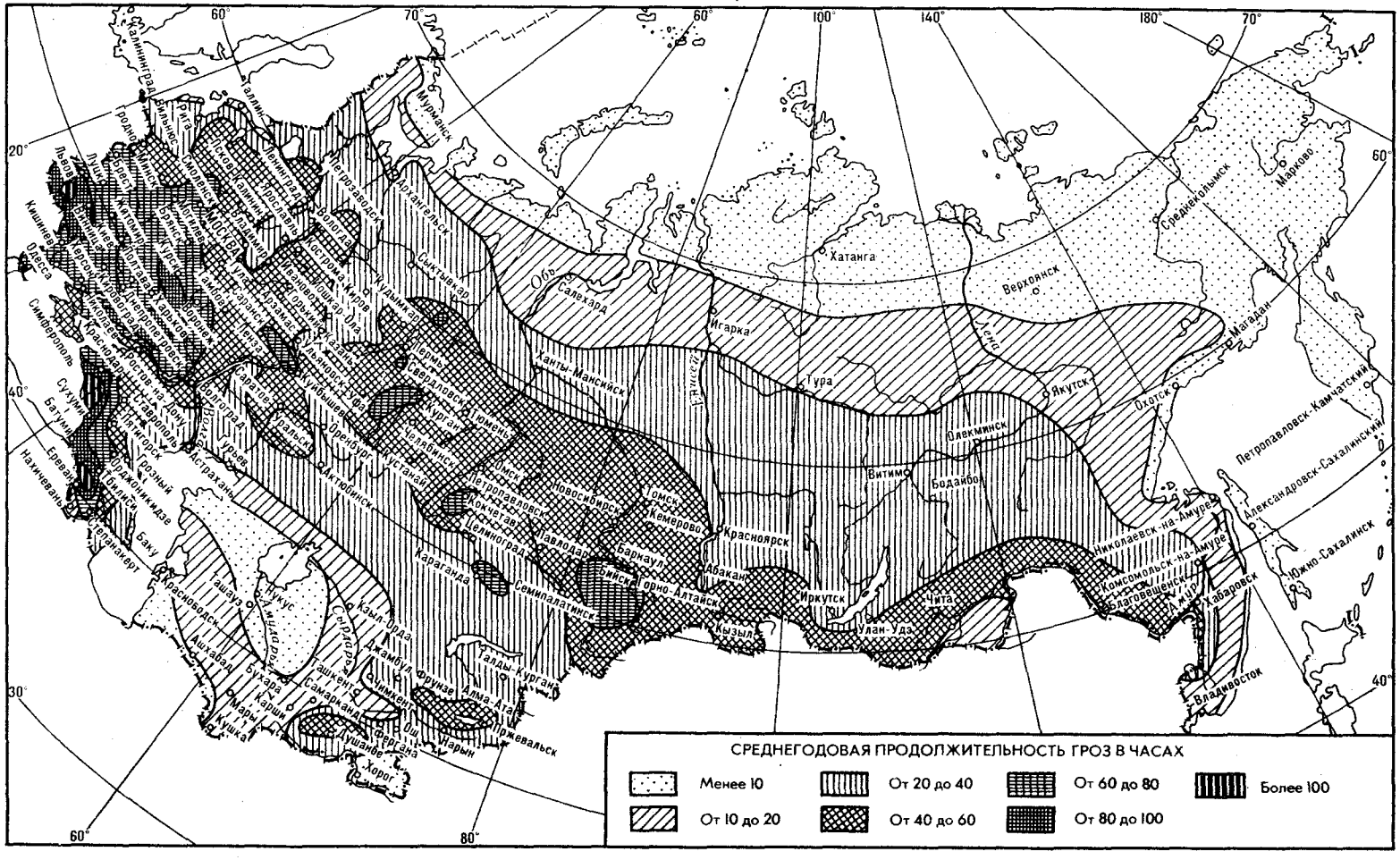

СРЕДНЕГОДОВАЯ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ГРОЗ В ЧАСАХ
Менее 10
От 10 до 20
От 20 до 40
От 40 до 60
От 60 до 80
От 80 до 100
Более 100
Мурманск
Архангельск
Сыктывкар
Обь
Салехард
Хатанга
Верхоянск
Среднеколымск
Марково
Игарка
Тура
Ханты-Мансийск
Якутск
Магадан
Охотск
Петропавловск-Камчатский
Александровск-Сахалинский
Южно-Сахалинск
Олекминск
Витимо
Бодайбо
Красноярск
Абакан
Иркутск
Чита
Улан-Удэ
Кызыл
Николаевск-на-Амуре
Комсомольск-на-Амуре
Хабаровск
Владивосток
Горно-Алтайск
Барнаул
Семипалатинск
Караганда
Кокчетав
Павлодар
Омск
Тюмень
Свердловск
Челябинск
Курган
Оренбург
Актюбинск
Уральск
Саратов
Волгоград
Астрахань
Гурьев
Красноводск
Ашхабад
Бухара
Самарканд
Ташкент
Чимкент
Джамбул
Фрунзе
Алма-Ата
Талды-Курган
Пржевальск
Ош
Нукус
Термез
Душанбе
Хорог
Баку
Ереван
Тбилиси
Грозный
Ставрополь
Краснодар
Ростов-на-Дону
Воронеж
Липецк
Тамбов
Пенза
Ульяновск
Казань
Горький
Киров
Пермь
Ижевск
Вологда
Петрозаводск
Ленинград
Псков
Смоленск
Калининград
Вильнюс
Минск
Гомель
Могилев
Витебск
Гродно
Брест
Львов
Тернополь
Хмельницкий
Житомир
Винница
Кишинев
Одесса
Симферополь
Севастополь
Сухуми
Батуми
Нахичевань
Степанакерт
Кировабад
Мары
Чарджоу
Кушка
Керки
Термез
Ош
Джалал-Абад
Нарын
Пржевальск
Фрунзе
Талды-Курган

Таблица 7.6. **Пожарная опасность промышленных зданий и сооружений в зависимости от технологической характеристики**

| Категория производств по пожарной опасности | Характеристика пожарной опасности технологического процесса | Производство |
|---|---|---|
| А | Производства, связанные с применением: веществ, воспламенение или взрыв которых может последовать в результате воздействия воды или кислорода воздуха; жидкостей с температурой вспышки паров 28 °С и ниже; горючих газов, нижний предел взрываемости которых 10% и менее к объему воздуха; газов и жидкостей в количествах, которые могут образовать с воздухом взрывоопасные смеси | Цехи обработки и применения металлического натрия и калия; баратные и ксатантные цехи фабрик искусственного волокна; цехи стержневой полимеризации синтетического каучука; водородные станции; химические цехи фабрик ацетатного шелка; бензиноэкстракционные цехи гидрирования, дистилляции и газофракционирования производства искусственного жидкого топлива, рекуперации и ректификации органических растворителей с температурой вспышки паров 28 °С и ниже; склады баллонов для горючих газов; склады бензина, стационарные кислотные и щелочные аккумуляторные помещения электростанций, насосные станции по перекачке жидкости с температурой вспышки паров 28 °С и ниже и т. п. |
| Б | Производства, связанные с применением: жидкости с температурой вспышки паров 28—120 °С; горючих газов, нижний предел взрываемости которых более 10% к объему воздуха, при применении этих газов и жидкостей в количествах, которые могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси; производств, в которых выделяются переходящие во взвешенное состояние горючие волокна или пыль и в таком количестве, что они могут образовать взрывоопасные смеси | Цехи приготовления и транспортировки угольной пыли и древесной муки; промывочно-пропарочные станции цистерн и другой тары от мазута и других жидкостей, имеющих температуру вспышки паров 28—120 °С; выбойные и размольные отделения мельниц; цехи обработки синтетического каучука; цехи изготовления сахарной пудры; дробильные установки для фрезерного торфа; мазутное хозяйство электростанций; насосные станции по перекачке жидкостей с температурой вспышки паров 28—120 °С и т. п. |
| В | Производства, связанные с обработкой или применением твердых сгораемых веществ и материалов, а также жидкостей с температурой вспышки паров выше 120 °С | Лесопильные, деревообделочные, столярные, модельные, бондарные и лесотарные цехи; трикотажные и швейные фабрики; цехи текстильной и бумажной промышленности с сухими процессами производства; предприятия первичной обработки хлопка; заводы сухой первичной обработки льна, конопли и лубяных волокон; зерноочистительные предприятия мельниц и зерновые элеваторы; цехи регенерации смазочных масел, смолоперегонные и пековарки; склады горючих и смазочных материалов; открытые склады масла и масляное хозяйство электростанций; трансформаторные мастерские; распределительные устройства с выключателями и аппаратурой, содержащей более 60 кг масла в единице оборудования; транспортные галереи и эстакады для угля и торфа; закрытые склады угля; пакгаузы смешанных грузов; насосные станции по перекачке жидкостей с температурой вспышки паров выше 120 °С и т. п. |

*Продолжение табл. 7.6*

| Категория производств по пожарной опасности | Характеристика пожарной опасности технологического процесса | Производство |
|---|---|---|
| Г | Производства, связанные с обработкой несгораемых веществ и материалов в горючем, раскаленном или расплавленном состоянии и сопровождающиеся выделением тепла, систематическим выделением искр и пламени, а также производства, связанные с сжиганием твердого, жидкого и газообразного топлива | Литейные и плавильные цехи металлов, печные газогенераторные станции, кузницы, сварочные цехи, мотовозные депо; цехи горячей прокатки металлов, мотороиспытательные станции, помещения двигателей внутреннего сгорания, цехи термической обработки металлов, главные корпуса электростанций; распределительные устройства с выключателями и аппаратурой, содержащей масло менее 60 кг в единице оборудования; лаборатории высокого напряжения, котельные и т. п. |
| Д | Производства, связанные с обработкой несгораемых веществ и материалов в холодном состоянии | Механические цехи холодной обработки металлов (кроме магниевых сплавов), шихтовые (скрапные) дворы, содовое производство (кроме печных отделений), воздухонадувные и компрессорные станции воздуха и других негорючих газов |
| | | Цехи регенерации кислот, депо электрокаров и аккумуляторных электровозов; цехи инструментальные, холодной штамповки и холодного проката металлов; добыча и холодная обработка минералов, руд, асбеста, солей других негорючих материалов; цехи текстильной и бумажной промышленности с мокрыми процессами производства, цехи переработки мясных, рыбных и молочных продуктов; щиты управления, водоочистка, багерная насосная, золошлакоотстойник, насосные и водоприемные устройства электростанций; углекислотные и хлораторные установки, градирни; насосные станции для перекачки негорючих жидкостей и т. п. |

колонны, металлические или железобетонные связи и т. д.), кроме объединенного заземляющего устройства, других мер не требуется.

Здания и сооружения, отнесенные по устройству молниезащиты к I и II категориям, защищают от прямых ударов молнии, электростатической и электромагнитной индукции и заноса высоких потенциалов через надземные и подземные металлические коммуникации.

Здания и сооружения, отнесенные по устройству молниезащиты к III категории, защищают от прямых ударов молнии и заноса высоких потенциалов через надземные металлические коммуникации, а также от электростатической индукции при наличии железобетонной емкости с горючими жидкостями с температурой вспышки паров выше 45 °С.

Для зданий и сооружений, совмещающих в себе помещения, требующие устройства молниезащиты I и II или I и III категорий, молниезащиту всего здания или сооружения выполняют в соответствии с требованиями I категории. Однако, если объем помещений, требующих защиты по I категории, составляет в одноэтажных зданиях менее 30% всего объема здания, а в многоэтажных зданиях менее 30% объема помещений верхнего этажа, молниезащиту всего здания в целом выполняют по II категории. При этом все подземные и надземные внутрицеховые коммуникации при вводе в помещения, требующие защиты I категории, присоединяют к специальному протяженно-

Таблица 7.7. **Строительные характеристики конструктивных элементов в зависимости от степени огнестойкости зданий и сооружений**

| Конструктивные элементы сооружения | Степень огнестойкости зданий и сооружений | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | I | II | III | IV | V |
| Несущие стены и стены лестничных клеток | Из естественных или искусственных материалов, бетона, бутобетона или железобетона с пределом огнестойкости не менее 4 ч | Из естественных или искусственных каменных материалов, бетона или железобетона с пределом огнестойкости не менее 3 ч | Из естественнных или искусственных каменных материалов, бетона, бутобетона с пределом огнестойкости не менее 3 ч | Деревянные, брусчатые, каркасные или щитовые стены, защищенные с двух сторон гипсовыми листами или асбестоцементными плитами с пределом огнестойкости не менее 0,4 ч | Деревянные, брусчатые, каркасные или щитовые стены без защиты несгораемыми материалами |
| Заполнение фахверка каркасных стен | Кирпич, керамические и шлакобетонные камни, железобетонные и армопенобетонные или армопеносиликатные плиты с пределом огнестойкости не менее 1 ч | Кирпич, керамические или шлакобетонные камни, пеносиликатные блоки, железобетонные или армопеносиликатные плиты. Для одноэтажных зданий разрешаются также асбестоцементные и металлические волнистые листы с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч | Кирпич, керамические или шлакобетонные камни, пеносиликатные блоки, железобетонные, армопенобетонные или армопеносиликатные плиты, асбестоцементные волнистые листы с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч | Деревянные конструкции, оштукатуренные или защищенные с двух сторон гипсовыми или асбестоцементными листами с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч | Деревянная обшивка или заполнение между стойками, не защищенными несгораемыми материалами |
| Колонны и столбы | Кирпичные, бетонные, железобетонные, а также металлические, защищенные от действия огня, с пределом огнестойкости не менее 3 ч | Кирпичные, бетонные, железобетонные, а также металлические, защищенные от действия огня, с пределом огнестойкости не менее 3 ч. Для одноэтажных зданий, а также для многоэтажных производственных зданий с производствами категорий Г и Д при условии отсутствия применения в них в качестве топлива горючих жидкостей разрешаются также открытые металлические конструкции с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч | Кирпичные, бетонные и железобетонные, а также металлические, защищенные от действия огня, с пределом огнестойкости не менее 3 ч | Деревянные, защищенные от огня штукатуркой или гипсовыми листами с пределом огнестойкости не менее 0,4 ч | Деревянные, без защиты несгораемым материалом |

*Продолжение табл. 7.7*

| Конструктивные элементы сооружения | Степень огнестойкости зданий и сооружений | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | I | II | III | IV | V |
| Междуэтажные и чердачные перекрытия | Кирпичные своды, гипсовые, железобетонные и керамические сборные и монолитные конструкции с железобетонными балками, а также с металлическими балками, защищенными от огня, с пределом огнестойкости не менее 1,5 ч | Кирпичные своды, гипсовые, железобетонные и керамические сборные и монолитные конструкции с железобетонными балками, а также с металлическими балками, защищенными от огня, с пределом огнестойкости не менее 1 ч. Для одноэтажных зданий, а также для многоэтажных производственных зданий категорий Г и Д при условии отсутствия применения в них в качестве топлива горючих жидкостей разрешаются также открытые металлические конструкции с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч | Деревянные перекрытия, защищенные штукатуркой или гипсовыми листами с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч, а также перекрытия с деревянными настилами по металлическим балкам, защищенные от огня штукатуркой или гипсовыми плитами с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч | Деревянные перекрытия, защищенные от огня штукатуркой или гипсовыми или асбестоцементными листами с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч | Деревянные перекрытия, не защищенные несгораемыми материалами |
| Бесчердачные покрытия | Железобетонные конструкции с пределом огнестойкости не менее 1,5 ч | Открытые металлические конструкции, а также струнобетонные балки и плиты с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч | Открытые деревянные конструкции | Открытые деревянные конструкции | Открытые деревянные конструкции |
| Перегородки | Из несгораемых материалов с пределом огнестойкости не менее 1 ч | Из несгораемых материалов с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч | Гипсовые перегородки в сгораемом каркасе, а также деревянные, защищенные штукатуркой или гипсовыми листами с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч | Гипсовые перегородки в сгораемом каркасе, а также деревянные, защищенные штукатуркой или гипсовыми листами с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч | Деревянные перегородки, не защищенные несгораемыми материалами |
| Брандмауэры | Из естественных или искусственных материалов, бетона или железобетона с пределом огнестойкости не менее 5 ч | | | | |

Таблица 7.8. **Характеристика материалов и конструкций по возгораемости**

| Группа возгораемости | Характеристика по возгораемости | |
|---|---|---|
| | материалов | конструкций |
| Несгораемые | Под воздействием огня или высокой температуры не воспламеняются, не тлеют и не обугливаются | Конструкции, выполненные из несгораемых материалов |
| Трудносгораемые | Под воздействием огня или высокой температуры с трудом воспламеняются, тлеют или обугливаются и продолжают гореть или тлеть при наличии источника огня (после удаления источника огня горение и тление прекращаются) | Конструкции, выполненные из трудносгораемых материалов, а также конструкции из сгораемых материалов, защищенные от огня штукатуркой или облицовкой из несгораемых материалов |
| Сгораемые | Под воздействием огня или высокой температуры воспламеняются или тлеют и продолжают гореть или тлеть после удаления источника огня | Конструкции, выполненные из сгораемых материалов и не защищенных от огня штукатуркой или облицовкой из несгораемых материалов |

Таблица 7.9. **Характеристика конструктивных элементов зданий по огнестойкости**

| Степень огнеопасности зданий и сооружений | Группа возгораемости частей зданий и минимальные пределы огнестойкости, ч | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Несущие стены и стены лестничных клеток | Заполнение фахверка каркасных стен | Колонны и столбы | Междуэтажные и чердачные перекрытия | Бесчердачные перекрытия | Перегородки | Брандмауэры |
| I | Несгораемые 4 | Несгораемые 1 | Несгораемые 3 | Несгораемые 1,5 | Несгораемые 1,5 | Несгораемые 1,5 | Несгораемые 5 |
| II | Несгораемые 3 | Несгораемые 0,25 | Несгораемые 3 | Несгораемые 1 | Несгораемые 0,25 | Несгораемые 0,25 | Несгораемые 5 |
| III | Несгораемые 3 | Несгораемые 0,25 | Несгораемые 3 | Трудносгораемые 0,75 | Сгораемые — | Трудносгораемые 0,25 | Несгораемые 5 |
| IV | Трудносгораемые 0,4 | Трудносгораемые 0,25 | Трудносгораемые 0,4 | Трудносгораемые 0,25 | Сгораемые — | Трудносгораемые 0,25 | Несгораемые 5 |
| V | Сгораемые — | Сгораемые — | Сгораемые — | Сгораемые — | Сгораемые — | Сгораемые — | Несгораемые — |

Таблица 7.10. **Пределы и группы возгораемости строительных конструкций**

| Конструкции | Толщина или наименьшее сечение конструкции, мм | Предел огнестойкости, ч | Группа возгораемости |
|---|---|---|---|
| Сплошные стены и перегородки из обыкновенного и дырчатого глиняного обожженного, а также силикатного кирпича, бетона, бутобетона или железобетона | 60<br>120<br>250<br>380<br>650 | 0,75<br>2,5<br>5,5<br>11<br>20 | Несгораемые |
| Стены и перегородки из естественного камня, легкобетонных и гипсовых камней, облегченных кирпичных кладок с засыпкой или заполнением легким бетоном или термоизоляционными вкладышами | 60<br>120<br>250<br>380 | 0,5<br>1,5<br>4<br>7 | Несгораемые |

*Продолжение табл. 7.10*

| Конструкции | Толщина или наименьшее сечение конструкции, мм | Предел огнестойкости, ч | Группа возгораемости |
|---|---|---|---|
| Стены и перегородки из пеностеклянных блоков | 120 | 1,5 | Несгораемые |
| То же, оштукатуренные с обеих сторон | 160 | 3,3 | Несгораемые |
| Стены из волнистых асбестоцементных листов или волнистой листовой стали по стальному каркасу | – | 0,25 | Несгораемые |
| Фахверковые стены из кирпича, бетонных и естественных камней со стальным каркасом: | | | |
| незащищенные | – | 0,3 | Несгораемые |
| защищенные штукатуркой по сетке при толщине штукатурки 25 мм | – | 0,7 | |
| облицованные кирпичом при толщине облицовки, мм: | | | |
| 65 | – | 2 | |
| 120 | – | 4 | |
| Сплошные деревянные стены и перегородки из бревен, брусьев, пластин или досок, оштукатуренные с двух сторон слоем штукатурки толщиной 20 мм | 100 | 0,6 | Трудносгораемые |
| | 150 | 0,75 | |
| | 200 | 1 | |
| | 250 | 1,25 | |
| Деревянные каркасные стены и перегородки, оштукатуренные или обшитые с двух сторон гипсовой сухой штукатуркой или асбестоцементными листами: | | | |
| пустотелые или заполненные сгораемыми материалами | – | 0,5 | Трудносгораемые |
| с плотным заполнением несгораемыми материалами | – | 0,75 | |
| с заполнением пустот несгораемыми рулонами или плитными материалами (минеральная вата, минеральный войлок, минеральная пробка и т. д.) | – | 0,6 | |
| Фибролитовые, оштукатуренные с двух сторон стены и перегородки с деревянным каркасом | – | 0,75 | Трудносгораемые |
| Стойки, колонны и столбы кирпичные, бетонные и железобетонные | 200 | 2 | Несгораемые |
| | 300 | 3,5 | |
| | 400 | 5 | |
| | 500 | 6,5 | |
| | 650 | 8,5 | |
| Стальные колонны незащищенные с площадью сечения металла, см$^2$: | | | |
| до 100 | – | 0,25 | Несгораемые |
| 101 – 200 | – | 0,3 | |
| 201 – 300 | – | 0,4 | |
| 301 – 400 | – | 0,5 | |

*Продолжение табл. 7.10*

| Конструкции | Толщина или наименьшее сечение конструкции, мм | Предел огнестойкости, ч | Группа возгораемости |
|---|---|---|---|
| Стальные колонны, защищенные штукатуркой по сетке, кирпичом, бетоном, с заполнением внутреннего пространства колонны несгораемыми материалами при толщине облицовки, мм: | | | |
| 25 | — | 0,5 | Несгораемые |
| 20 | — | 2 | |
| 100 | — | 4 | |
| 120 | — | 5 | |
| Деревянные сплошные оштукатуренные стойки с сечением не менее 200 × 200 мм, защищенные слоем штукатурки толщиной 20 мм | — | 1 | Трудносгораемые |

му заземлителю, расположенному за пределами этих помещений и имеющему сопротивление растеканию тока промышленной частоты не более 10 Ом. Для зданий и сооружений, совмещающих в себе помещения, требующие устройства молниезащиты II и III категорий, молниезащиту всего здания или сооружения выполняют в соответствии с требованиями для II категории. Если же объем помещений, требующих защиты II категории, составляет в одноэтажных зданиях менее 30% всего объема здания, а в многоэтажных зданиях менее 30% объема помещений верхнего этажа, то молниезащиту всего здания в целом выполняют по III категории. При этом все подземные внутрицеховые коммуникации у вводов в помещения, требующих защиты II категории, присоединяют к специальному внутрицеховому заземлителю, сопротивление растеканию тока промышленной частоты которого не превышает 10 Ом. Требование присоединения подземных и надземных коммуникаций к специальному заземлителю должно быть выполнено для помещений защиты II категории также и в том случае, когда остальная часть зданий не подлежит молниезащите.

**Заземляющие устройства.** Согласно рекомендациям ПУЭ и «Инструкции по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений СН 305—77» объединенные заземляющие устройства для защитного и молниезащитного заземления выполняют из условий безопасности людей и сооружений при возможности появления разности потенциалов между раздельно выполненными контурами заземления.

Сопротивление растеканию заземлителя при протекании импульсного тока с большой амплитудой (тока молнии) называют импульсным сопротивлением и определяют по формуле

$$R_и = K_и R_р, \qquad (7.6)$$

где $R_р$ — сопротивление растеканию, измеренное при низкой частоте и малой плотности тока; $K_и$ — импульсный коэффициент, зависящий от типа заземлителя, удельного сопротивления грунта, амплитуды стекающего через заземлитель импульсного тока, определяемый по табл. 7.11, 7.12.

Контуры заземлений промышленных установок обычно имеют требуемое значение сопротивления растеканию для защитных целей, т. е. $R_р = 1 \div 4$ Ом для молниезащиты; $R_р = 20$ Ом для пожароопасных зданий и сооружений и $R_р = 10$ Ом для взрывоопасных зданий и сооружений категорий В-Iа, б; В-IIа, В-Iг. Причем указанные значения сопротивления растеканию молниезащитных контуров должны быть у каждого токоотводящего спуска. Для защитного заземления практически не имеют значения конструкция и геометрические размеры заземляющего контура. Важно, чтобы сопротивление контура было не более требуемого.

Таблица 7.11. **Импульсный коэффициент $K_и$ единичного вертикального заземлителя длиной 2—3 м и диаметром до 6 см**

| Удельное сопротивление грунта, Ом·м | Амплитуда тока молнии $I_м$, кА | |
|---|---|---|
| | 10 | 20 |
| 100 | 0,75—0,85 | 0,6—0,75 |
| 500 | 0,5—0,6 | 0,35—0,45 |
| 1000 | 0,35—0,45 | 0,23—0,3 |

Таблица 7.12. **Импульсный коэффициент $K_и$ единичного горизонтального заземлителя из стальной ленты шириной 2–4 см или стали круглого сечения диаметром 1–2 см**

| Удельное сопротивление грунта, Ом·м | Длина заземлителя, м | Амплитуда тока молнии $I_м$, кА | |
|---|---|---|---|
| | | 10 | 20 |
| 100 | 5 | 0,75 | 0,65 |
| | 10 | 1 | 0,9 |
| | 20 | 1,15 | 1,05 |
| 500 | 5 | 0,55 | 0,45 |
| | 10 | 0,75 | 0,6 |
| | 20 | 0,9 | 0,75 |
| 1000 | 10 | 0,55 | 0,45 |
| | 20 | 0,75 | 0,6 |
| | 40 | 0,95 | 0,85 |
| 5000 | 20 | 0,6 | 0,5 |
| | 40 | 0,75 | 0,65 |
| | 60 | 0,9 | 0,8 |

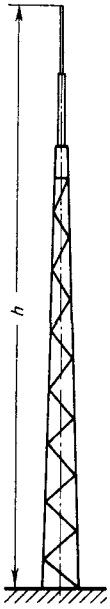



Рис. 7.7. Общий вид молниеприемника, устанавливаемого отдельно:
*h* – высота молниеприемника, м

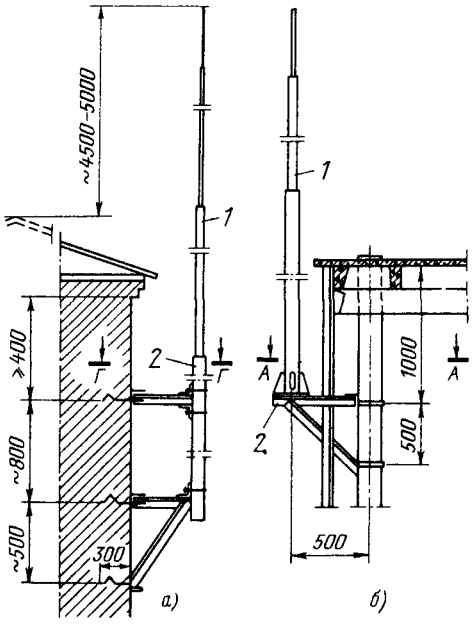



Рис. 7.8. Конструкции крепления молниеприемников типа СМ на стенах зданий или сооружений:
*а* – на кирпичной стене; *б* – на железобетонной стене; *1* – стержневой молниеприемник типа СМ; *2* – конструкция для крепления молниеприемника

Для молниезащитных устройств необходимо иметь концентрированное заземляющее устройство, причем концентрированный контур должен быть выполнен из вертикальных электродов, что вытекает из условия более эффективного процесса стекания импульсного тока с конструкции заземления в грунт. Использование протяженных заземлителей в виде полос, лучей или замкнутого контура для молниезащиты малоэффективно вследствие наличия индуктивности, препятствующей распространению тока молнии по протяженному электроду.

Таким образом, эффективность стекания тока молнии будет происходить на ограниченном участке, протяженность которого принимают равной 10–20 м от точки ввода тока на заземлитель. Поэтому при проектировании объединенное заземляющее устройство полностью используют для молниезащитного заземления. Для этой цели у точки присоединения токоотвода берут участок контура размером 20 – 30 м и проверяют, создает ли этот участок контура требуемое для молниезащиты значение сопротивления. В противном случае к нему добавляют необходимое количество вертикальных электродов. Если в результате добавления электродов у токоотводов общее значение сопротивления растеканию контура для защитного заземления будет иметь значение, значительно меньшее, чем требуют ПУЭ, то выясняют, нельзя ли облегчить контур, ранее предусмотренный для защитного заземления. Для зданий и сооружений, относящихся к категориям В-I и В-II по взрывоопасности, молниезащитные устройства от прямых ударов молнии выполняют конструктивно не связанными со зданием или сооружением. Для защиты от электростатической индукции необходимо создать замкнутый контур, сопротивление растеканию которого не нормируют. Этот контур объединяют с защитным заземлением и учитывают в расчете сопротивления всего защитного контура.

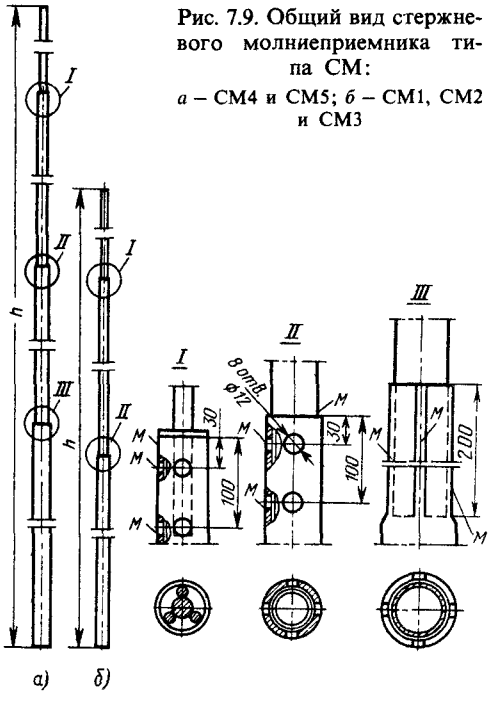



Рис. 7.9. Общий вид стержневого молниеприемника типа СМ:
*а* – СМ4 и СМ5; *б* – СМ1, СМ2 и СМ3

Ниже приведены основные конструкции молниеотводов и их крепления. На рис. 7.7 показаны отдельно стоящие молниеотводы, которые рассчитывают при высоте 30 – 50 м на нагрузку от ветра 30 м/с и при высоте 10 – 25 м на нагрузку от ветра 35 м/с. Молниеотводы при высоте 50 м должны иметь светоограждение. На рис. 7.8 даны конструкции крепления молниеотводов на стенах зданий или сооружений.

На рис. 7.9 даны конструкции стержневых молниеприемников типа СМ, которые не устанавливают в простенках между окнами.

**Защита промышленных зданий или сооружений молниеотводами.** Зона защиты промышленного здания двойным стержневым молниеотводом показана на рис. 7.10. Радиусы $r_x$ зоны защиты на высоте $h_x$ определяют по (7.1), как для одиночного молниеотвода. Наименьшую ширину зоны защиты $2b_x$ двух молниеприемников одинаковой высоты определяют приближенно по формуле

$$2b_x = 4r_x \frac{7h_a - a}{14h_a - a}. \qquad (7.7)$$

**Пример.** Требуется построить зону защитного двойного стержневого молниеотвода на высоте $h_x = 6{,}4$ м, равной высоте здания. Высота молниеприемника составляет 18 м. Расстояние между молниеприемниками $a = 40$ м (рис. 7.10).

Р е ш е н и е. 1) Определяем разность между высотой молниеприемника $h$ и высотой $h_x$: $h_a = h - h_x = 18 - 6{,}4 = 11{,}6$ м.

2) Определяем радиусы $r_x$ зон защиты на высоте $h_x$

$$r_x = (1{,}1 - 0{,}002h)\left(h - \frac{h_x}{0{,}85}\right) =$$

$$= (1{,}1 - 0{,}002 \cdot 18)\left(18 - \frac{6{,}4}{0{,}85}\right) = 11{,}14 \text{ м}.$$

3) Находим наименьшую ширину зоны защиты $2b_x$ двух одинаковых молниеприемников на высоте $h_x$

$$2b_x \approx 4r_x \frac{7h_a - a}{14h_a - a} = 4 \cdot 11{,}4 \cdot \frac{81{,}2 - 40}{162{,}4 - 40} =$$

$$= 15{,}35 \text{ м}.$$

По полученным данным строим сечение зоны защиты. Для построения зоны защиты трех- и четырехстержневых молниеотводов строят зоны защиты всех соседних, взятых попарно единичных молниеотводов, рассчитываемых как двойные стержневые мол-

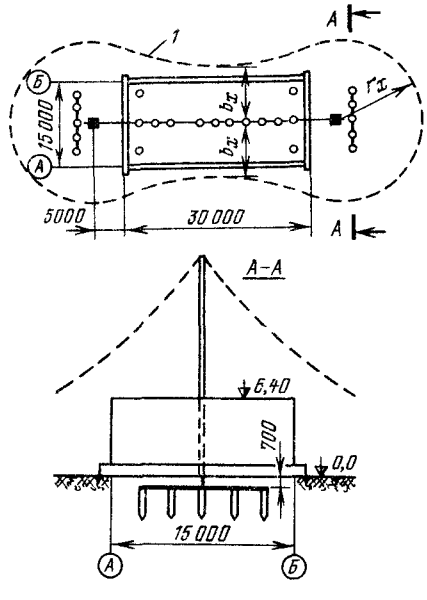



Рис. 7.10. Защита здания двойным стержневым молниеотводом:
*1* – зона защиты на отметке 6,4 м

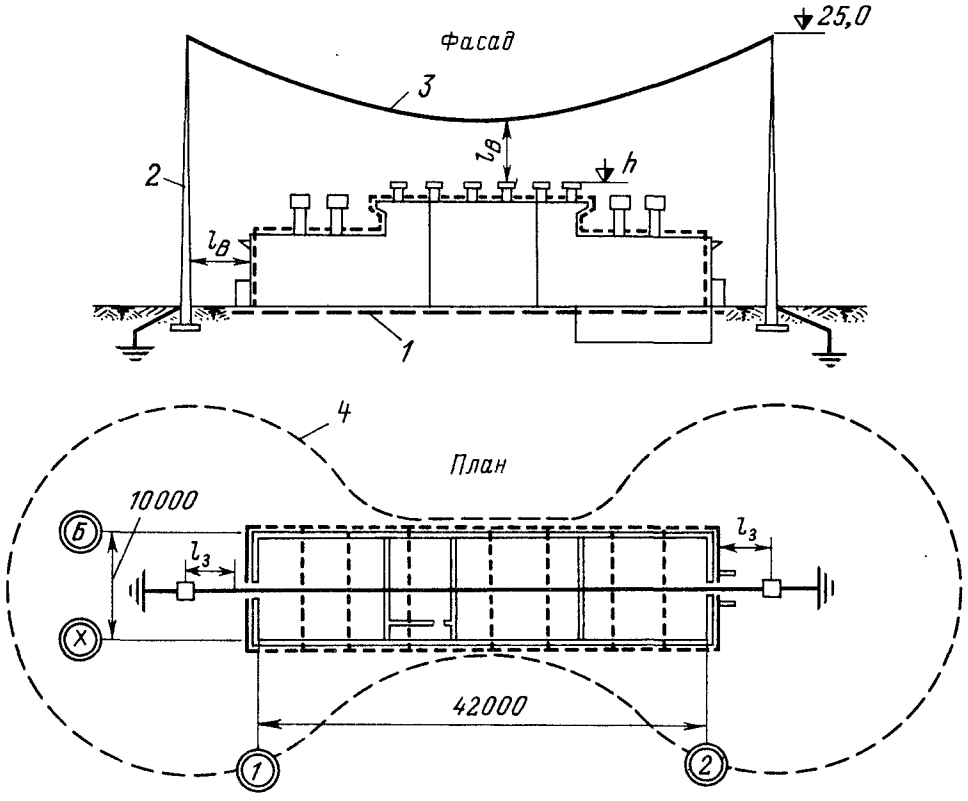



Рис. 7.11. Молниезащита электролизной станции антенными молниеотводами:

*1* – заземлитель защиты от электростатической индукции; *2* – антенный металлический молниеотвод; *3* – молниезащитный трос; *4* – зона защиты на отметке *h*

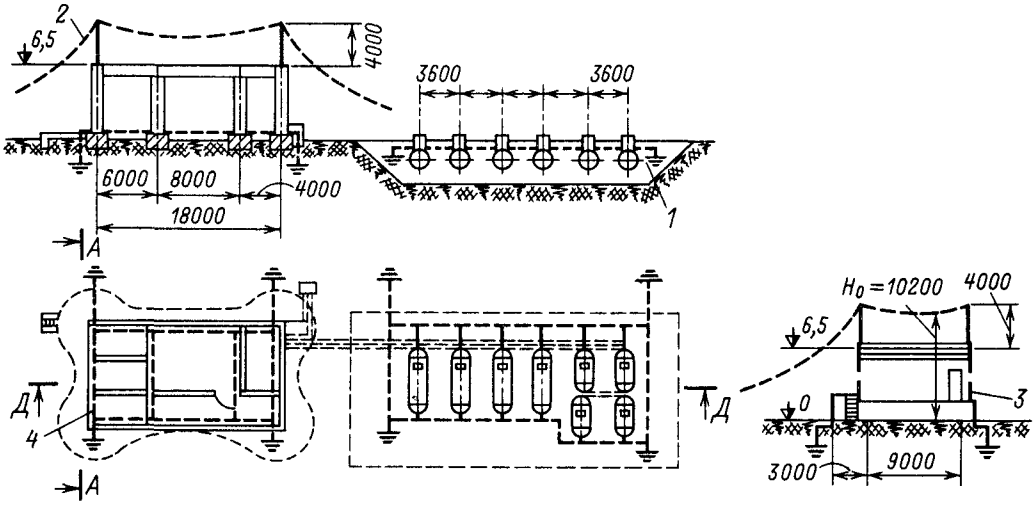



Рис. 7.12. Молниезащита склада горючих и смазочных материалов:

*1* – заземлитель емкостей; *2* – стержневой металлический молниеотвод; *3* – токоотвод (спуск к заземлителю); *4* – контур заземления

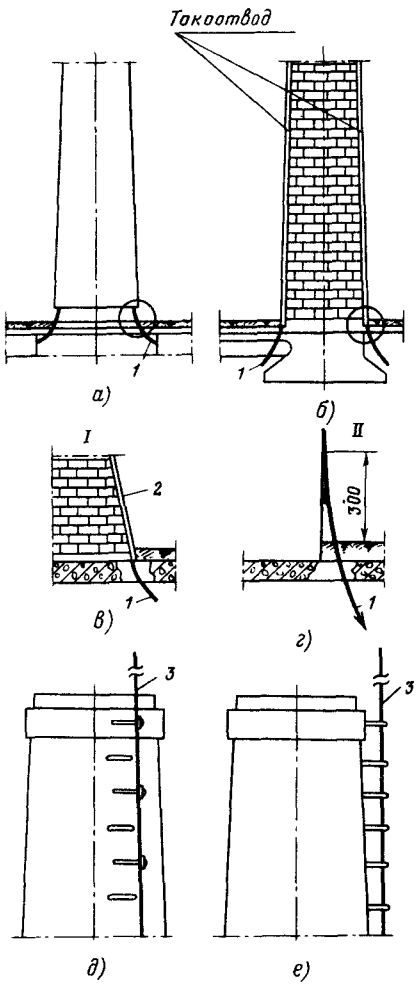



Рис. 7.13. Молниезащита дымовых труб:

*а* – металлическая труба; *б* – кирпичная труба; *в* – деталь основания кирпичной трубы; *г* – деталь основания металлической трубы; *д, е* – верхняя часть дымовой трубы с молниеприемником; *1* – присоединение к контуру заземления; *2* – токоотвод; *3* – молниеприемник

ниеотводы. Считаем, что сооружение высотой $h_x$ защищено, если выполняется условие

$$D \leqslant 8(h - h_x),$$

где $D$ – для трехстержневых молниеотводов диаметр окружности, проходящей через точки их установки; для четырехстержневых молниеотводов – длина наибольшей диагонали четырехугольника.

**Защита промышленных зданий и сооружений молниезащитными тросами.** На рис. 7.11 дан пример выполнения молниезащиты тросами. Расстояние $l_3 = 0{,}3\,l_в$ необходимо для исключения переноса высоких потенциалов на подземные коммуникации. Расстояние $l_в$ определяют по кривым падения потенциала. Защиту от прямых ударов молнии осуществляют антенными молниеотводами. Защиту от электрической индукции выполняют наложением металлической сетки по кровле.

На рис. 7.12 показана молниезащита склада горючего и смазочного материала. Это сооружение должно иметь молниезащиту по II категории и обязательно защищаться от прямых ударов молнии, электростатической и электромагнитной индукции.

На рис. 7.13 приведены элементы защиты дымовых труб. Пример выполнения групповой защиты зданий I категории при помощи молниеотвода, установленного на дымовой трубе, и отдельно стоящими молниеотводами показан на рис. 7.14. В ряде случаев молниезащиту зданий осуществляют металлической сеткой, уложенной по кровле и соединенной с заземлителями защиты от прямых ударов молнии. Наличие металлической сетки, уложенной по крыше здания, обеспечивает молниезащиту практически в любой точке поверхности здания (рис. 7.15).

На рис. 7.16 приведен пример молниезащиты зданий газогенераторной станции стержневыми молниеотводами, установленными специально для этой цели на здании, и молниеотводами, установленными на газоотводных трубах. Здание имеет заземлитель защиты от статического электричества.

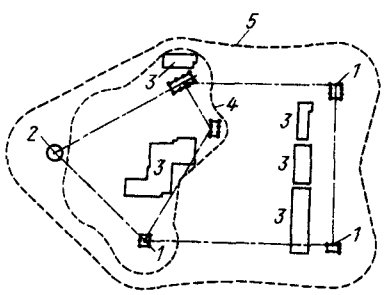



Рис. 7.14. Пример защиты зданий промышленного значения:

*1* – молниеотвод; *2* – молниеотвод, установленный на дымовой трубе; *3* – промышленные здания; *4* – зона защиты на отметке 15 м; *5* – зона защиты на высоте 5 м

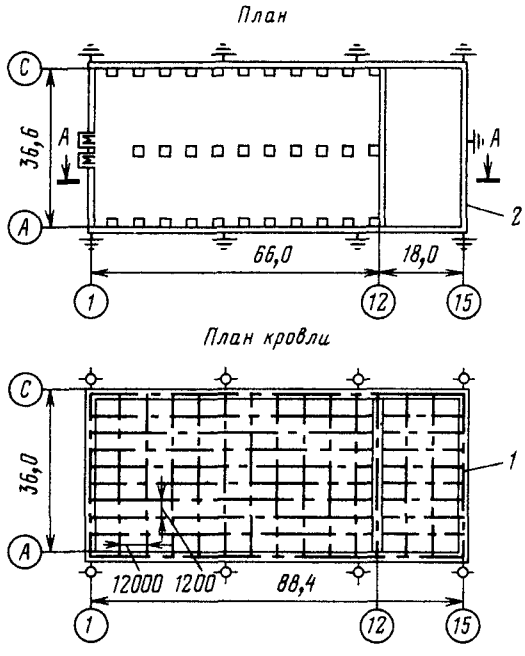



Рис. 7.15. Молниезащита производственного бескаркасного корпуса с мягкой кровлей (2-й категории), осуществленная металлической сеткой, уложенной на кровле:

*1* – молниеприемная сетка под слоем гидроизоляции; *2* – заземлитель защиты от прямых ударов молнии; *3* – спуск токоотвода к заземлителю

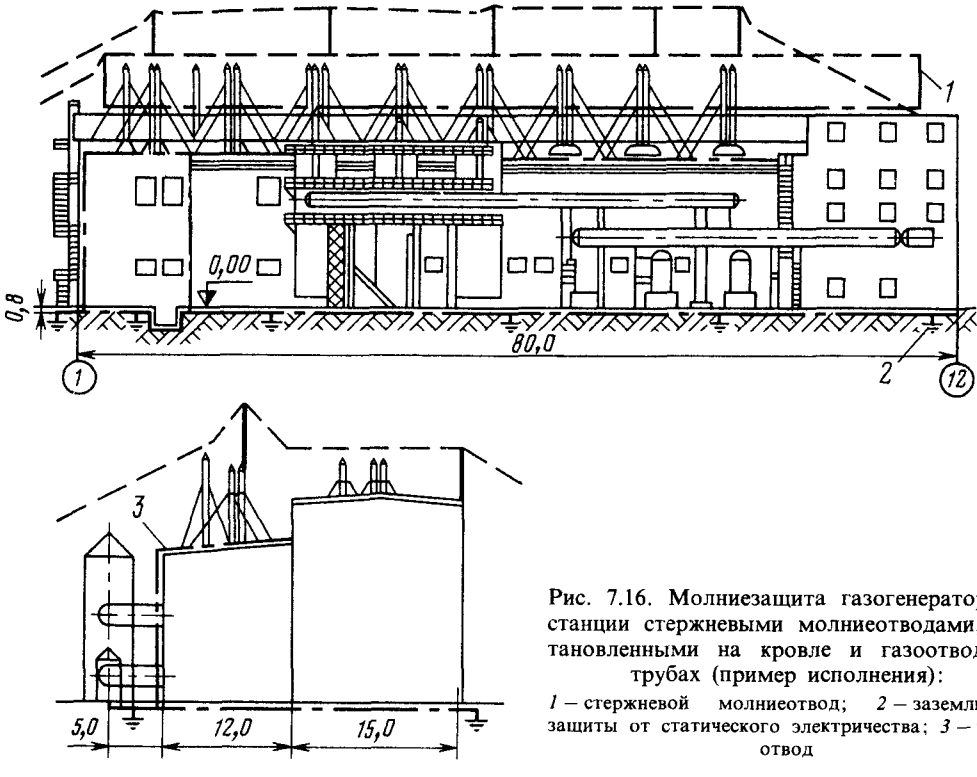



Рис. 7.16. Молниезащита газогенераторной станции стержневыми молниеотводами, установленными на кровле и газоотводных трубах (пример исполнения):

*1* – стержневой молниеотвод; *2* – заземлитель защиты от статического электричества; *3* – токоотвод

РАЗДЕЛ ВОСЬМОЙ

# РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

## 8.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И РАСЧЕТНЫЕ УСЛОВИЯ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

Коротким замыканием называют всякое не предусмотренное нормальными условиями работы соединение двух точек электрической цепи (непосредственное или через пренебрежимо малое сопротивление). Причинами КЗ являются механические повреждения изоляции, ее пробой из-за перенапряжения и старения, обрывы, набросы и схлестывания проводов воздушных линий, ошибочные действия персонала и т. п. Вследствие КЗ в цепях возникают опасные для элементов сети токи, могущие вывести их из строя. Поэтому для обеспечения надежной работы электрической сети, электрооборудования, устройств релейной защиты производится расчет токов КЗ.

В трехфазных сетях и устройствах различают трехфазные (симметричные), двухфазные и однофазные (несимметричные) КЗ. Могут иметь место также двухфазные КЗ на землю, КЗ с одновременным обрывом фазы. Наиболее частыми являются однофазные КЗ на землю (до 65% общего количества КЗ), значительно реже бывают двухфазные на землю (до 20%), двухфазные (до 10%) и трехфазные (до 5%).

Изменение тока в процессе КЗ происходит по сложному закону. Ток КЗ и характер его изменения зависят от многих факторов: мощности источника питания, сопротивления короткозамкнутой цепи, вида КЗ, момента возникновения КЗ и его длительности, наличия автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) на генераторах и т. д.

На рис. 8.1 показаны осциллограммы токов во всех трех фазах на участке короткозамкнутой цепи при трехфазном КЗ. С момента возникновения КЗ до его отключения в короткозамкнутой цепи происходит переходный процесс изменения токов и напряжений. Мгновенное значение полного тока КЗ для произвольного момента времени

$$i_t = i_{\text{п},t} + i_{\text{а},t} = \\ = \sqrt{2}\, I_{\text{п}} \sin(\omega t + \varphi - \alpha_{\text{к}}) + i_{\text{а}0} e^{-\frac{t}{T_{\text{а}}}}, \quad (8.1)$$

где $I_{\text{п}}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ; $i_{\text{а}0}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени $t = 0$; $\omega$ – угловая частота переменного тока; $\varphi$ – фазовый угол напряжения источника в момент $t = 0$; $\alpha_{\text{к}}$ – угол сдвига тока в цепи КЗ относительно напряжения источника; $T_{\text{а}}$ – постоянная времени цепи КЗ,

$$T_{\text{а}} = \frac{L_{\text{к}}}{r_{\text{к}}} = \frac{x_{\text{к}}}{\omega r_{\text{к}}}, \quad (8.2)$$

здесь $L_{\text{к}}$ – индуктивность короткозамкнутой цепи; $x_{\text{к}}$, $r_{\text{к}}$ – индуктивное и активное сопротивления цепи КЗ.

Периодическая составляющая тока КЗ $I_{\text{п}}$ одинакова во всех трех фазах и определяется для любого момента времени ординатой огибающей $I_{\text{п,м}}$, деленной на $\sqrt{2}$.

Амплитуда периодической составляющей изменяется в переходном процессе в соответствии с изменением ЭДС источника КЗ (рис. 8.2). При мощности источника, соизмеримой с мощностью элемента, где рассматривается КЗ, а также отсутствии АРВ генераторов ЭДС источника уменьшается от начального значения $E_{\text{нач}}$ до установившегося $E_{\text{уст}}$, вследствие чего амплитуда периодической составляющей изменяется от $I_{\text{п,м0}} =$

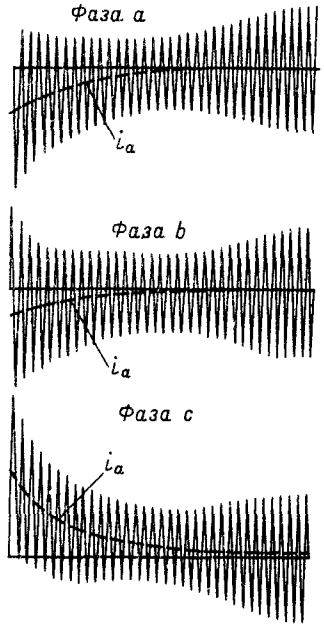



Рис. 8.1. Осциллограммы токов во всех трех фазах при трехфазном КЗ

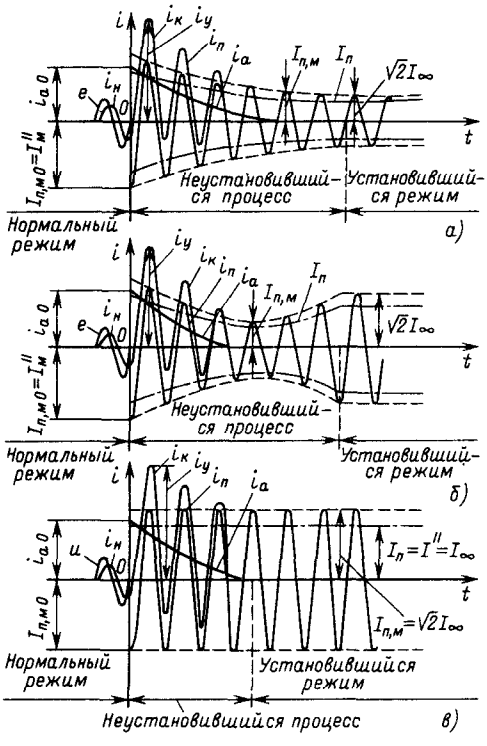



Рис. 8.2. Изменение во времени периодической составляющей тока КЗ:
*а* – при питании от генераторов без АРВ; *б* – при питании от генераторов с АРВ; *в* – при питании от энергосистемы

$= \sqrt{2}I$ (сверхпереходный ток КЗ) до $\sqrt{2}I_\infty$ (установившийся ток КЗ) (рис. 8.2, *а*). При наличии АРВ генераторов периодическая составляющая тока КЗ изменяется, как показано на рис. 8.2, *б*. Снижение периодической составляющей в начальный период КЗ объясняется инерционностью действия устройства АРВ, которое начинает работать через 0,08 – 0,3 с после возникновения КЗ. С повышением тока возбуждения генератора увеличивается его ЭДС и соответственно периодическая составляющая тока КЗ вплоть до установившегося значения.

Если мощность источника существенно больше мощности элемента, где рассматривается КЗ (что соответствует источнику неограниченной мощности, у которого внутреннее сопротивление равно нулю), то ЭДС источника является постоянной. Поэтому периодическая составляющая тока КЗ неизменна в течение переходного процесса (рис. 8.2, *в*), т. е.

$$I_{\text{п, м0}} = I_{\text{п, м}} = \sqrt{2}I_{\text{п}} = \sqrt{2}I''.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ $i_{\text{а}, t}$ различна во всех фазах (рис. 8.1) и может изменяться в зависимости от момента возникновения КЗ и предшествующего режима (в пределах периода). Скорость затухания апериодической составляющей тока зависит от соотношения между активным и индуктивным сопротивлением цепи КЗ (т. е. от постоянной $T_{\text{а}}$): чем больше активное сопротивление цепи, тем интенсивнее затухание. Апериодическая составляющая тока КЗ заметно проявляется лишь в первые 0,1 – 0,2 с после возникновения КЗ. Обычно $i_{\text{а}, t}$ определяется по наибольшему возможному мгновенному значению, которое (в цепях с преобладающим индуктивным сопротивлением $\alpha_{\text{к}} \approx 90°$) имеет место в момент прохождения напряжения источника через нулевое значение ($\varphi = 0$) и отсутствия тока нагрузки. При этом $i_{\text{а0}} = I_{\text{а, м}} = I_{\text{п, м}}$. В данном случае полный ток КЗ имеет наибольшее значение. Указанные условия являются расчетными при определении токов КЗ.

Максимальный мгновенный ток КЗ имеет место примерно через полпериода, т. е. через 0,01 с после возникновения КЗ. Наибольший возможный мгновенный ток КЗ называют ударным током $i_{\text{у}}$ (рис. 8.2). Его определяют из (8.1) для момента $t = 0{,}01$ с

$$i_{\text{у}} = I_{\text{п,м}} + I_{\text{а,м}} e^{-\frac{0{,}01}{T_{\text{а}}}} = I_{\text{п, м}}\left(1 + e^{-\frac{0{,}01}{T_{\text{а}}}}\right)$$

или

$$i_{\text{у}} = I_{\text{п, м}} k_{\text{у}} = \sqrt{2} k_{\text{у}} I_{\text{п}}, \qquad (8.3)$$

где $k_{\text{у}} = \left(1 + e^{-\frac{0{,}01}{T_{\text{а}}}}\right)$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени цепи КЗ.

На рис. 8.3 приведена зависимость $k_{\text{у}}$ от $T_{\text{а}}$.

Действующее значение полного тока КЗ для произвольного момента времени определяют из выражения

$$I_{\text{к}, t} = \sqrt{I_{\text{п}, t}^2 + I_{\text{а}, t}^2}, \qquad (8.4)$$

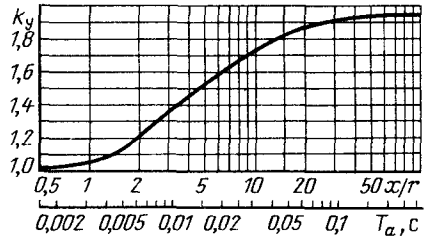



Рис. 8.3. Зависимость ударного коэффициента $k_{\text{у}}$ от постоянной времени $T_{\text{а}}$ (или отношения $x/r$)

где $I_{\text{п},t}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ; $I_{\text{а},t}$ – действующее значение апериодической составляющей, равной

$$I_{\text{а},t} = i_{\text{а},t} = i_{\text{а}0} e^{-\frac{t}{T_{\text{а}}}}. \qquad (8.5)$$

Наибольшее действующее значение полного тока за первый период от начала процесса КЗ

$$I_{\text{у}} = I_{\text{п}} \sqrt{1 + 2(k_{\text{у}} - 1)^2}. \qquad (8.6)$$

Мощность КЗ для произвольного момента

$$S_t = \sqrt{3} U_{\text{с, ном}} I_t, \qquad (8.7)$$

где $U_{\text{с, ном}}$ – среднее номинальное напряжение точки, в которой определен ток КЗ $I_t$.

Источники питания КЗ. При расчете токов КЗ принимают, что источниками питания места КЗ являются турбо- и гидрогенераторы, синхронные компенсаторы и двигатели, асинхронные двигатели. Влияние асинхронных двигателей учитывается только в начальный момент времени и в тех случаях, когда они подключены непосредственно к месту КЗ.

Определяемые величины. При расчете токов КЗ определяют следующие величины:

$I''$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ (начальное значение сверхпереходного тока КЗ); $i_{\text{у}}$ – ударный ток КЗ, необходимый для проверки электрических аппаратов, шин и изоляторов на электродинамическую стойкость; $I_{\text{у}}$ – наибольшее действующее значение полного тока КЗ, необходимого для проверки электрических аппаратов на электродинамическую стойкость в течение первого периода процесса КЗ; $I_{0,1} - I_{0,2}$ – значение $I_t$ для момента $t = 0{,}1 \div 0{,}2$ с, необходимого для проверки выключателей по отключаемому ими току; $I_{\infty}$ – действующее значение установившегося тока КЗ, используемого для проверки термической стойкости электрических аппаратов, шин, проходных изоляторов и кабелей; $S_{0,1} - S_{0,2}$ – мощность КЗ для момента $t = 0{,}1 \div 0{,}2$ с, определяется для проверки выключателей по отключаемой ими мощности КЗ. Для быстродействующих выключателей это время может уменьшаться до 0,08 с.

Допущения и расчетные условия. Для облегчения вычислений токов КЗ принимают ряд допущений:

1) ЭДС всех источников считаются совпадающими по фазе;

2) ЭДС источников, значительно удаленных от места КЗ ($x_{\text{расч}*} > 3$), считают неизменными;

3) не учитывают поперечные емкостные цепи КЗ (кроме воздушных линий 330 кВ и выше и кабельных линий 110 кВ и выше) и токи намагничивания трансформаторов;

4) активное сопротивление цепи КЗ учитывают только при соотношении $r_{\Sigma} \geqslant \geqslant 0{,}3 x_{\Sigma}$, где $r_{\Sigma}$ и $x_{\Sigma}$ – эквивалентные активные и реактивные сопротивления короткозамкнутой цепи;

5) в ряде случаев не учитывают влияние нагрузок (или учитывают приближенно), в частности влияние мелких асинхронных и синхронных двигателей.

В соответствии с целью определения токов КЗ устанавливают расчетные условия, которые включают в себя составление расчетной схемы, определение режима КЗ, вида КЗ, мест расположения точек КЗ и расчетного времени КЗ.

При определении режима КЗ в зависимости от цели расчета определяют возможные максимальные и минимальные уровни токов КЗ. Так, например, проверку электротехнического оборудования на электродинамическое и термическое действие токов КЗ осуществляют по наиболее тяжелому режиму – максимальному, когда через проверяемый элемент протекает наибольший ток КЗ. Наоборот, по минимальному режиму, соответствующему наименьшему току КЗ, осуществляют расчет и проверку работоспособности устройств релейной защиты и автоматики.

Выбор вида КЗ определяется целью расчета токов КЗ. Для определения электродинамической стойкости аппаратов и жестких шин в качестве расчетного принимают трехфазное КЗ; для определения термической стойкости аппаратов, проводников – трехфазное или двухфазное КЗ в зависимости от тока. Проверку отключающей и включающей способностей аппаратов проводят по трехфазному или по однофазному току КЗ на землю (в сетях с большими токами замыкания на землю) в зависимости от его значения.

Выбор вида КЗ в расчетах релейной защиты определяется ее функциональным назначением и может быть трех-, двух-, однофазным и двухфазным КЗ на землю.

Места расположения точек КЗ выбирают таким образом, чтобы при КЗ проверяемое электрооборудование, проводники находились в наиболее неблаго-

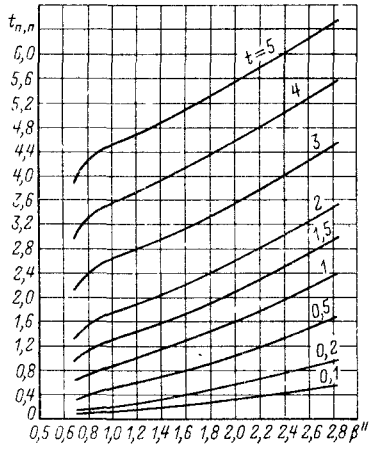



Рис. 8.4. Зависимости приведенного времени для периодической составляющей тока КЗ:

$t_{п,п}$ – приведенное время для периодической составляющей тока КЗ; $t$ – действительное время, с; $\beta'' = I/I_{\infty}$ – отношение начального сверхпереходного тока к установившемуся в месте КЗ

приятных условиях. Например, для выбора коммутационной аппаратуры необходимо выбирать место КЗ непосредственно на их выходных зажимах, выбор сечения кабельной линии производят по току КЗ в начале линии. Места расположения точек КЗ при расчетах релейной защиты определяют по ее назначению – в начале или конце защищаемого участка.

Расчетное время КЗ. Действительное время, в течение которого происходит КЗ, определяется длительностью действия защиты и отключающей аппаратуры, $t = t_{защ} + t_{выкл}$.

В расчетах используют приведенное (фиктивное) время – промежуток времени, в течение которого установившийся ток КЗ выделяет то же количество тепла, которое должен выделить фактически проходящий ток КЗ за действительное время КЗ.

Приведенное время, соответствующее полному току КЗ,

$$t_{п} = t_{п,а} + t_{п,п}, \qquad (8.8)$$

где $t_{п,а}$ – приведенное время для апериодической составляющей тока КЗ; $t_{п,п}$ – приведенное время для периодической составляющей тока КЗ.

При действительном времени $t > 5$ с приведенное время для периодической составляющей тока КЗ определяют по рис. 8.4 в зависимости от действительного времени КЗ и отношения начального сверхпереходного тока КЗ к установившемуся, $\beta'' = I''/I_{\infty}$.

При действительном времени $t \leqslant 5$ с $t_{п,п} = t_{п} = t_{п5} + (t - 5)$, где $t_{п5}$ – значение приведенного времени для $t = 5$ с.

Определение приведенного времени для апериодической составляющей $t_{п,а}$ производится при $t \geqslant 1{,}5T$ по формуле

$$t_{п,а} \approx 0{,}05(\beta'')^2; \qquad (8.9)$$

при $t < 1{,}5T$ – по формуле

$$t_{п,а} = T(\beta'')^2(1 - e^{-\frac{2t}{T}}), \qquad (8.10)$$

где $T$ – постоянная времени затухания, определяемая по отношению $x/r$ из формулы $T = x/(314r)$.

При действительном времени $t > 20T$ или, что обычно то же самое, $t > 1$ с $t_{п,а}$ можно пренебречь.

## 8.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕМЕНТОВ СЕТИ

Параметры входящих в расчетную схему элементов (генераторов, трансформаторов, линий и т. д.) в справочной литературе указывают в различных единицах (именованных, относительных, в процентах), отнесенных к номинальным условиям их работы. Поэтому необходимо параметры этих элементов привести к базисным условиям. В качестве базисных условий принимают базисную мощность и базисное напряжение.

Базисная мощность. Выбор базисной мощности производят исходя из соображений наибольшего возможного упрощения вычислительной работы. Для базисной мощности целесообразно принимать значения 10, 100 тыс. кВ·А и т. д. или номинальную мощность одного из элементов, часто повторяющихся в схеме.

Базисное напряжение принимают для каждой ступени напряжения равным ее среднему номинальному напряжению. При расчетах действительные коэффициенты трансформации трансформаторов заменяют отношениями средних номинальных напряжений. При этом пересчет относительных сопротивлений по напряжению не производят (кроме реакторов). Шкала средних номинальных напряжений: 115; 37; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,525; 0,4; 0,23 кВ.

Базисный ток определяют по формуле

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3}\,U_{б}}. \qquad (8.11)$$

Расчет токов КЗ осуществляют в относительных или именованных единицах.

При расчете токов КЗ в относительных единицах сопротивления, приведенные к базисным условиям, определяют по следующим формулам:

реактивное

$$x_{б*} = x_{ном*}\frac{S_б}{S_{ном}}; \qquad (8.12)$$

активное

$$r_{б*} = r_{ном*}\frac{S_б}{S_{ном}}; \qquad (8.13)$$

полное

$$z_{б*} = \sqrt{r_{б*}^2 + x_{б*}^2}, \qquad (8.14)$$

где $x_{б*}$, $r_{б*}$, $z_{б*}$ – относительные сопротивления элементов расчетной схемы, приведенные к базисной мощности; $x_{ном*}$, $r_{ном*}$ – относительные значения реактивного и активного сопротивлений элемента расчетной схемы при его номинальной мощности; $S_б$, $S_{ном}$ – соответственно базисная и номинальная мощности элемента.

При расчете токов КЗ в именованных единицах сопротивления расчетной схемы приводят к базисному напряжению по следующим формулам:

реактивное

$$x' = x\left(\frac{U_б}{U_{ном}}\right)^2; \qquad (8.15)$$

активное

$$r' = r\left(\frac{U_б}{U_{ном}}\right)^2; \qquad (8.16)$$

полное

$$z' = \sqrt{(x')^2 + (r')^2}, \qquad (8.17)$$

где $x'$, $r'$, $z'$ – приведенные значения сопротивлений элемента расчетной схемы, Ом; $U_б$, $U_{ном}$ – соответственно базисное и номинальное напряжения элемента расчетной схемы.

Сопротивления генераторов, синхронных компенсаторов и двигателей. Для генераторов заводы указывают сверхпереходные продольные реактивные сопротивления $x''_{d*}$ в относительных единицах. В дальнейшем используют термин «сверхпереходное реактивное сопротивление». Реактивное сопротивление генератора $x_{г,б*}$, приведенное к базисной мощности, определяют из выражения

$$x_{г,б*} = x''_{d*}\frac{S_б}{S_{ном,г}}, \qquad (8.18)$$

Таблица 8.1. **Средние значения $x''_{d*}$ и $E''*$, отнесенные к номинальной мощности источников питания, отн. ед.**

| Источник питания | $x''_{d*}$ | $E''*$ |
|---|---|---|
| Турбогенератор до 100 МВт | 0,125 | 1,08 |
| Турбогенератор 100–500 МВт | 0,2 | 1,13 |
| Турбогенератор до 100 МВт с успокоительной обмоткой | 0,2 | 1,13 |
| То же без успокоительной обмотки | 0,27 | 1,18 |
| Синхронный компенсатор | 0,2 | 1,2 |
| Синхронный двигатель | 0,2 | 1,1 |
| Асинхронный двигатель | 0,2 | 0,9 |

где $S_б$ – базисная мощность, тыс. кВ·А; $S_{ном,г}$ – номинальная мощность генератора, тыс. кВ·А.

Если исходное значение неизвестно, то можно пользоваться данными табл. 8.1.

ЭДС (фазную) генератора находят из выражения

$$E'' = U_{ном} + I_{ном}x''_d \sin\varphi, \qquad (8.19)$$

где $U_{ном}$ – номинальное фазное напряжение; $I_{ном}$ – номинальный ток генератора; $\varphi$ – угол между током и напряжением генератора в нормальном режиме. Приближенно $E''$ можно определить из соотношения, используя значения $E''_*$ из табл. 8.1,

$$E'' = E''_* U_{ном}. \qquad (8.20)$$

Относительное значение ЭДС, приведенной к базисным условиям, равно

$$E''_{б*} = E''_*\frac{U_{ном}}{U_б}. \qquad (8.21)$$

При $U_{ном} = U_б$ $E''_{б*} = E''_*$.

Сопротивления трансформаторов. При номинальной мощности силовых трансформаторов $S_{ном} \geqslant 1000$ кВ·А

$$u_{к*} \approx x_{т*};$$

$$x_{т,б*} = u_{к*}\frac{S_б}{S_{ном,т}}, \qquad (8.22)$$

где $u_{к*}$ – напряжение КЗ трансформатора, отн. ед.

При $S_{ном,т} \leqslant 630$ кВ·А используют формулу

$$x_{т,б*} = \sqrt{U_{к*}^2 - r_{ном,т*}^2}\,\frac{S_б}{S_{ном,т}}; \qquad (8.23)$$

здесь $r_{ном,т*}$ – активное сопротивление обмотки трансформатора, отн. ед., отнесенное

к номинальной мощности, определяемое по формуле

$$r_{\text{ном, т}*} = \frac{\Delta P_{\text{м}}}{S_{\text{ном, т}}}, \qquad (8.24)$$

где $\Delta P_{\text{м}}$ – потери в обмотках трансформатора, кВт.

Активное сопротивление трансформатора, приведенное к базисной мощности,

$$r_{\text{т, б}*} = r_{\text{ном, т}*}\frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном, т}}} = \Delta P_{\text{м}}\frac{S_{\text{б}}}{S^2_{\text{ном, т}}} =$$

$$= r_{\text{ном, т}}\frac{S_{\text{б}}}{U^2_{\text{б}}}, \qquad (8.25)$$

где $r_{\text{ном, т}}$ – активное сопротивление трансформатора, приведенное к номинальному напряжению, Ом, $U_{\text{б}}$ – базисное напряжение, кВ·А; $S_{\text{б}}$ – базисная мощность, тыс. кВ·А.

Для трехобмоточного трансформатора значение реактивного сопротивления определяют отдельно для каждой цепи (рис. 8.5)

$$\left.\begin{aligned} x_1 &= 0{,}005(u_{\text{к, 1-2}} + u_{\text{к, 1-3}} - u_{\text{к 2-3}});\\ x_2 &= 0{,}005(u_{\text{к 1-2}} + u_{\text{к, 2-3}} - u_{\text{к, 1-3}});\\ x_3 &= 0{,}005(u_{\text{к, 1-3}} + u_{\text{к, 2-3}} - u_{\text{к, 1-2}}), \end{aligned}\right\} \qquad (8.26)$$

расчетное сопротивление цепи *1 – 3*

$$x_{1\text{-}3} = x_1 + x_3;$$

расчетное сопротивление цепи *1 – 2*

$$x_{1\text{-}2} = x_1 + x_2,$$

расчетное сопротивление цепи *2 – 3*

$$x_{2\text{-}3} = x_2 - x_3.$$

Реактивное сопротивление реактора определяют по формуле

$$x_{\text{р, б}*} = x_{\text{ном, р}*}\frac{S_{\text{б}}U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}I_{\text{ном}}U^2_{\text{б}}} =$$

$$= x_{\text{ном, р}*}\frac{I_{\text{б}}}{I_{\text{ном}}}\frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{б}}}, \qquad (8.27)$$

где $x_{\text{ном, р}*}$ – реактивное сопротивление реактора, отн. ед.; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток реактора, кА; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение реактора, кВ (активное сопротивление реактора во внимание не принимают).

Реактивное и активное сопротивления линий определяют по формулам

$$x_{\text{л б}*} = x_0 l\frac{S_{\text{б}}}{U^2_{\text{б}}}; \quad r_{\text{л, б}*} = r_0 l\frac{S_{\text{б}}}{U^2_{\text{б}}}, \qquad (8.28)$$

где $x_0$ – реактивное сопротивление на 1 км длины линии, Ом/км; $r_0$ – активное сопротивление на 1 км линии, Ом/км; $l$ – длина линии, км.

Значения $r_0$ находят из справочных таблиц или определяют по формуле, Ом/км,

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma s}, \qquad (8.29)$$

где $\gamma$ – удельная проводимость проводов, м/(Ом·мм$^2$); $s$ – сечение провода одной фазы, мм$^2$.

Значения $\gamma$ принимают: 53 – для медных; 32 – для алюминиевых и сталеалюминиевых и 10 – для стальных проводов. Средние значения $x_0$ приведены в табл. 8.2. В табл. 8.3 приведены формулы для определения приведенных сопротивлений в относительных и именованных единицах.

Оценка мощности питающей системы по двум из трех величин $I''$, $I_\infty$ и $\beta''$. Если мощность системы не дана, но даны две из трех величин $I''$, $I_\infty$ и $\beta''$ в какой-либо точке питающей сети, то расчет проводят в следующем порядке. Определяют

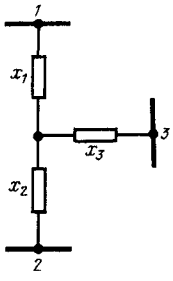



Рис. 8.5. Принципиальная схема замещения для сопротивления трехобмоточного трансформатора:

$x_1$, $x_2$, $x_3$ – сопротивления цепей соответственно высшего, низшего и среднего напряжений

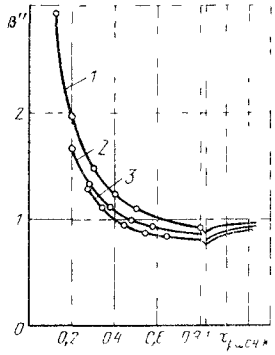



Рис. 8.6. Зависимость $\beta''$ от расчетного сопротивления:

*1* – $\beta'' = f(x_{\text{расч}*})$ для турбогенераторов, *2* – то же для гидрогенераторов с успокоительной обмоткой; *3* – то же для гидрогенераторов без успокоительной обмотки В ориентировочных расчетах, особенно при $x_{\text{расч}*} > 1$, величину $\beta''$ принимают средней из значений при кривых *1*, *2* и *3*

Таблица 8.2. **Средние значения реактивного сопротивления линий**

| Линии | $x_0$, Ом/км | Линии | $x_0$, Ом/км |
|---|---|---|---|
| Воздушные одноцепные напряжением выше 1 кВ | 0,4 | Кабельные (трехфазный кабель), кВ: | |
| Воздушные одноцепные напряжением до 1 кВ | 0,3 | 35 | 0,12 |
| | | 20 | 0,1 |
| | | 6 и 10 | 0,08 |
| | | до 1 | 0,07 |

Таблица 8.3. **Формулы приведения параметров расчетной схемы к базисным условиям**

| Элемент расчетной схемы | Исходные параметры | Относительные единицы | Именованные единицы, Ом |
|---|---|---|---|
| Энергосистема | $S_{\text{ном,с}}$, $x_{\text{с}*}$, | $x_{\text{б}*} = x_{\text{с}*}\dfrac{S_\text{б}}{S_{\text{ном,с}}}$, | $x = x_{\text{с}*}\dfrac{U_\text{б}^2}{S_{\text{ном,с}}}$, |
| | $S_\text{к}$, | $x_{\text{б}*} = \dfrac{S_\text{б}}{S_\text{к}}$, | $x = \dfrac{U_\text{б}^2}{S_\text{к}}$, |
| | $I_{\text{откл}}$ | $x_{\text{б}*} = \dfrac{S_\text{б}}{\sqrt{3}I_{\text{откл}}U_{\text{ср}}}$ | $x = \dfrac{U_\text{б}^2}{\sqrt{3}I_{\text{откл}}U_{\text{ср}}}$ |
| Генераторы, компенсаторы, синхронные и асинхронные двигатели | $S_{\text{ном,м}}$, $x''_{d*}$, | $x_{\text{б}*} = x''_{d*}\dfrac{S_\text{б}}{S_{\text{ном,м}}}$, | $x = x''_{d*}\dfrac{U_\text{б}^2}{S_{\text{ном,м}}}$, |
| | $S_{\text{ном,м}}$, $x''_{d}\%$, | $x_{\text{б}*} = \dfrac{x''_{d}\%}{100}\dfrac{S_\text{б}}{S_{\text{ном,м}}}$, | $x = \dfrac{x''_{d}\%}{100}\dfrac{U_\text{б}^2}{S_{\text{ном,м}}}$, |
| | $S_{\text{ном,дв}}$, $I_{\text{пуск}*}$ | $x_{\text{б}*} = \dfrac{1}{I_{\text{пуск}*}}\dfrac{S_\text{б}}{S_{\text{ном,дв}}}$ | $x = \dfrac{1}{I_{\text{пуск}*}}\dfrac{U_\text{б}^2}{S_{\text{ном,дв}}}$ |
| Трансформаторы: при $S_{\text{ном,т}} \geqslant 1000$ кВ·А при $S_{\text{ном,т}} \leqslant 630$ кВ·А | $S_{\text{ном,т}}$, $U_{\text{к}*}$, | $x_{\text{б}*} = U_{\text{к}*}\dfrac{S_\text{б}}{S_{\text{ном,т}}}$, | $x = U_{\text{к}*}\dfrac{U_\text{б}^2}{S_{\text{ном,т}}}$, |
| | $U_{\text{к}*}$, $r_{\text{т}*} = \dfrac{\Delta P_\text{м}}{S_{\text{ном,т}}}$ | $x_{\text{б}*} = \sqrt{U_{\text{к}*}^2 - r_{\text{т}*}^2}\dfrac{S_\text{б}}{S_{\text{ном,т}}}$ | $x = \sqrt{U_{\text{к}*}^2 - r_{\text{т}*}^2}\dfrac{U_\text{б}^2}{S_{\text{ном,т}}}$ |
| Реакторы | $x_{\text{р}*}$, $I_{\text{ном,р}}$ | $x_{\text{б}*} = x_{\text{р}*}\dfrac{I_\text{б}}{I_{\text{ном,р}}}\dfrac{U_{\text{ср}}}{U_\text{б}}$ | $x = x_{\text{р}*}\dfrac{U_\text{б}^2}{\sqrt{3}I_{\text{ном,р}}}\dfrac{}{U_{\text{ср}}}$ |
| Линии электропередачи | $x_0$, $l$ | $x_{\text{б}*} = x_0 l\dfrac{S_\text{б}}{U_{\text{ср}}^2}$ | $x = x_0 l\dfrac{U_\text{б}^2}{U_{\text{ср}}^2}$ |

Примечание. $S_{\text{ном,с}}$, $S_{\text{ном,м}}$ ($S_{\text{ном,дв}}$), $S_{\text{ном,т}}$ – соответственно номинальные мощности системы, электрической машины (генератора, компенсатора, двигателя), трансформатора, тыс. кВ·А; $S_\text{к}$ – мощность КЗ системы, тыс. кВ·А; $I_{\text{откл}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА; $I_{\text{ном,р}}$ – номинальный ток реактора, кА; $\Delta P_\text{м}$ – потери в обмотках трансформатора, тыс. кВт; $x_{\text{с}*}$ – относительное номинальное сопротивление системы; $x''_{d*}$ – относительное сверхпереходное сопротивление генератора; $U_{\text{к}*}$ – относительное напряжение КЗ трансформатора, отн. ед.; $I_{\text{пуск}*}$ – кратность пускового тока двигателя, отн. ед.; $x_{\text{р}*}$ – относительное реактивное сопротивление реактора; $x_0$ – удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км; $l$ – длина линии, км; $U_{\text{ср}}$ – среднее номинальное напряжение в месте установки данного элемента, кВ.

$\beta''$ (или, если оно дано, $I''$). По рис. 8.6 находят расчетное сопротивление $x_{\text{расч}*}$ от источника до точки, для которой дана $\beta''$. При $\beta'' < 1$ получают два ответа для значений $x_{\text{расч}*}$. Значение $x_{\text{расч}*} > 1$ следует принимать только для очень удаленных от системы точек, например в кабельной или воздушной сети 6 – 10 кВ, отдаленной от источников несколькими ступенями трансформации.

Определяют мощность питающей системы $S_c$ (действительно только для турбогенераторов) по формуле

$$S_c = \sqrt{3}\, x_{\text{расч}*} I'' U_{c,\text{ном}}, \qquad (8.30)$$

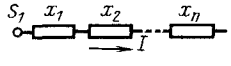
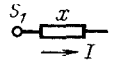
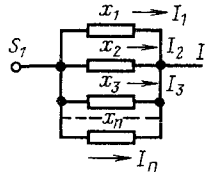
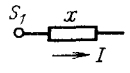
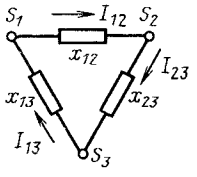
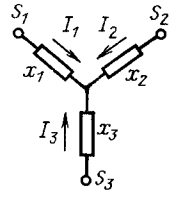
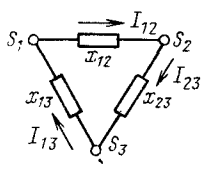
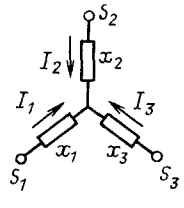
где $U_{c,\text{ном}}$ – среднее номинальное напряжение в месте КЗ, для которого дана $\beta''$, кВ; $I''$ – действующее значение начального сверхпереходного тока, кА; $S_c$ – номинальная мощность питающей системы, тыс. кВ·А.

## 8.3. РАСЧЕТНАЯ СХЕМА И СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ

Составление расчетной схемы. Расчетную схему составляют в однолинейном изображении; в нее вводят все источники, участвующие в питании места КЗ, и все элементы системы электроснабжения (трансформаторы, линии, реакторы), расположенные между ними и местом КЗ. Синхронные компенсаторы, синхронные и асинхронные двигатели учитывают как источники питания. На расчетной схеме указывают основные параметры элементов (мощности, напряжения КЗ трансформаторов, длины и сечения линий, сопротивления источников и т. д.) и намечают точки КЗ.

Составление схемы замещения. По расчетной схеме составляют схему замещения, где все ее элементы заменяют сопротивлениями, приведенными к базисным условиям (см. § 8.2). Затем преобразуют и упрощают схемы замещения в направлении от источника до точки КЗ. Упрощают схему путем замены параллельно, последовательно или смешанно включенных сопротивлений одним эквивалентным преобразованием треугольника сопротивлений в эквивалентную звезду или наоборот. Соответствующие формулы упрощения и преобразования приведены в табл. 8.4.

Таблица 8.4. **Упрощения и преобразования схем**

| Исходная схема | Упрощенная или преобразованная схема | Формулы перехода | Токи в схеме до ее преобразования |
|---|---|---|---|
|  |  | $x = \sum_{i=1}^{n} x_i$ | $I_1 = I_2 = \ldots = I_n = I$ |
|  |  | $\frac{1}{x} = \sum_{i=1}^{n} \frac{1}{x_i}$ | $I_n = I \frac{x}{x_n}$ |
|  |  | $x_1 = \frac{x_{12}x_{13}}{x_{12}+x_{13}+x_{23}}$<br>$x_2 = \frac{x_{12}x_{23}}{x_{12}+x_{13}+x_{23}}$<br>$x_3 = \frac{x_{13}x_{23}}{x_{12}+x_{13}+x_{23}}$ | $I_{12} = \frac{I_1 x_1 - I_2 x_2}{x_{12}}$<br>$I_{23} = \frac{I_2 x_2 - I_3 x_3}{x_{23}}$<br>$I_{31} = \frac{I_3 x_3 - I_1 x_1}{x_{13}}$ |
|  |  | $x_{12} = x_1 + x_2 + \frac{x_1 x_2}{x_3}$<br>$x_{23} = x_2 + x_3 + \frac{x_2 x_3}{x_1}$<br>$x_{13} = x_1 + x_3 + \frac{x_1 x_3}{x_2}$ | $I_1 = I_{12} - I_{31}$<br>$I_2 = I_{32} - I_{12}$<br>$I_3 = I_{31} - I_{32}$ |

При наличии нескольких источников (рис. 8.7) схему замещения упрощают заменой ветвей с источниками $E_1$, $E_2$, ..., $E_n$ и сопротивлениями $x_1$, $x_2$, ..., $x_n$ эквивалентным источником с ЭДС, равной

$$E_э = \frac{E_1\frac{1}{x_1} + E_2\frac{1}{x_2} + \ldots + E_n\frac{1}{x_n}}{\frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_2} + \ldots + \frac{1}{x_n}}, \quad (8.31)$$

и эквивалентным сопротивлением

$$x_э = \frac{1}{\frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_2} + \ldots + \frac{1}{x_n}}. \quad (8.32)$$

При равенстве ЭДС источников

$$E_э = E_1 = E_2 = \ldots = E_n.$$

При расчетах токов КЗ с использованием метода расчетных кривых замена двух или нескольких источников одним эквивалентным (двух различных электростанций) возможна, когда источники находятся приблизительно в одинаковых условиях по отношению к месту КЗ.

Для систем электроснабжения промышленных предприятий характерна схема питания от системы $S_1$ и электростанции предприятия $S_2$ (рис. 8.8). В этом случае объединение источников $S_1$ и $S_2$ при определении токов КЗ в электрической сети предприятия в месте КЗ, отделенном от указанного на схеме рис. 8.9 некоторым сопротивлением, вносит существенное упрощение в расчеты (не учитывают индивидуальное изменение токов КЗ). Объединение одноименных источников питания допустимо при условии

$$\frac{S_1 x_1}{S_2 x_2} = 0{,}4 \div 2{,}5,$$

где $x_1$ и $x_2$ – сопротивления, приведенные к базисной мощности

Если в каждой объединяемой цепи расчетные сопротивления $x_{\text{расч}*} > 3$, то объединение цепей источников допускается во всех случаях. Нельзя объединять ветвь источника питания неизменной ЭДС и ветвь источника питания с расчетным сопротивлением $x_{\text{расч}*} < 3$, так как ток КЗ, поступающий к месту КЗ от источника с неизменной ЭДС, нельзя определить по расчетным кривым. При упрощении схемы источником меньшей мощности можно пренебречь (рис 8.9), если одновременно выполняются условия

$$x_2/x_1 \geqslant 20 \text{ и } S_2/S_1 \leqslant 0{,}05,$$

где $S_2$ – мощность источника, меньшего по

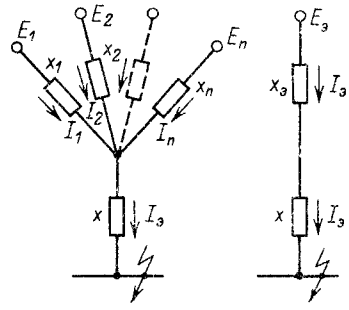



Рис. 8.7. Упрощение схемы замещения с несколькими источниками

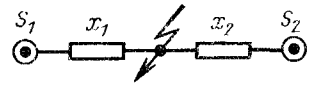



Рис. 8.8. Схема замещения к решению вопроса об объединении источников (электростанции предприятия с электростанциями системы)

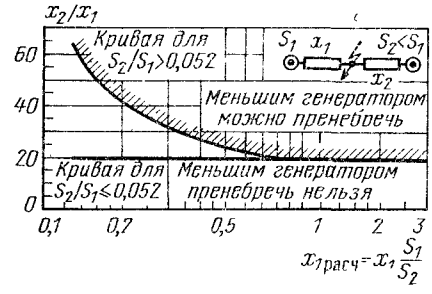



Рис. 8.9. Номограмма для определения возможности пренебрежения мелкими или очень удаленными источниками питания

мощности; $x_2$ – сопротивление от источника до места КЗ.

При $S_2/S_1 = 0{,}05 \div 1$ источником не пренебрегают, так как ошибка в расчетах может оказаться значительной. Для определения возможности пренебрежения источником $S_2$ дана зависимость (рис. 8.9), при использовании которой погрешность не превышает 5% в сторону уменьшения токов КЗ. Зависимость составлена для турбогенераторов с АРВ, но с достаточной точностью может быть использована и для всех остальных случаев (турбогенераторы без АРВ и гидрогенераторы).

Определение расчетного сопротивления. Если принятая базисная

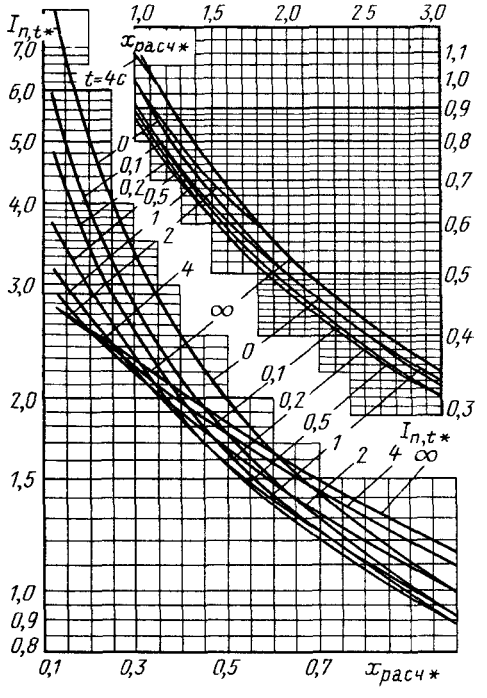



Рис 8 10 Расчетные кривые для типового турбогенератора с АРВ

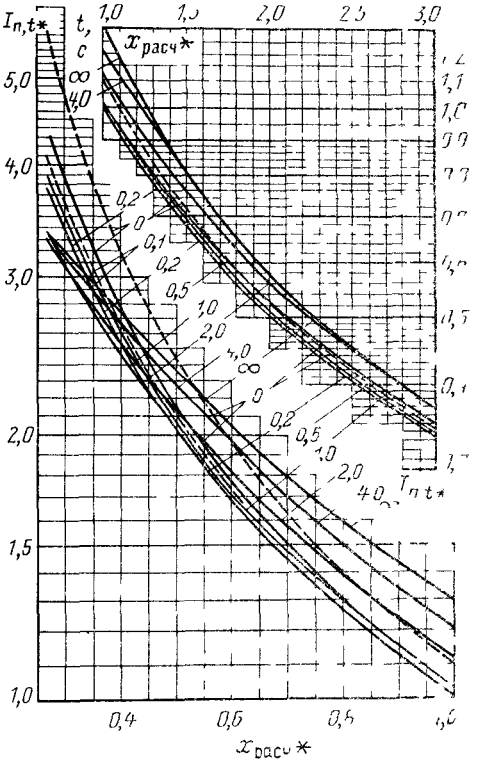



Рис 8 11 Расчетные кривые для типового гидрогенератора с АРВ Для генераторов с успокоительными обмотками $x_{расч*}$ должно быть увеличено на 0,07, при этом для $t \leqslant 0{,}1$ с следует пользоваться пунктирными кривыми, а для $t > 0{,}1$ с – сплошными

мощность не совпадает с номинальной мощностью источника то для пользования расчетными кривыми (рис 8 10 – 8 12) следует общее сопротивление, полученное в результате упрощения схемы, пересчитать по формуле

$$x_{расч*} = x_{рез\ б*} \frac{S_{ном}}{S_б}, \qquad (8\ 33)$$

где $S_{ном}$ – мощность источника (источников) питания места КЗ, тыс кВ А, $S_б$ – базисная мощность, тыс кВ А, $x_{рез\ б*}$ – результирующее сопротивление цепи от источника (источников) до места КЗ в долях единицы, отнесенное к базисной мощности

Если базисная мощность выбрана равной мощности источника (источников), то результирующее сопротивление является одновременно и расчетным, т е $x_{рез\ б*} = x_{расч*}$

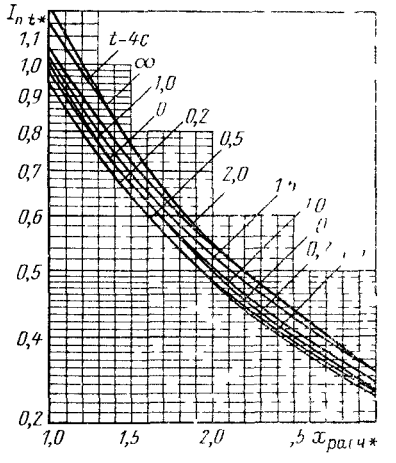



Рис 8 12 Расчетные кривые для удаленного источника питания, содержащего турбо- и гидрогенераторы с АРВ

При определении тока КЗ по индивидуальному изменению расчетное сопротивление каждой ветви должно быть отнесено к мощности соответствующего источника. Например, для определения токов КЗ от источников $S_1$ и $S_2$ при непосредственной связи их с точкой КЗ (рис. 8.8) расчетные сопротивления ветвей определяют по формулам

$$x_{1\text{расч}*} = x_{1*}\frac{S_1}{S_б};\quad x_{2\text{расч}*} = x_{2*}\frac{S_2}{S_б}, \qquad (8.34)$$

где $x_{1*}$ и $x_{2*}$ – сопротивления ветвей, отнесенные к базисной мощности.

Если источники питания КЗ включены через общее сопротивление в месте КЗ (рис. 8.13), то расчетные сопротивления $x_{N,\text{расч}*}$ каждой ветви, содержащей источник мощностью $S_N$, определяют через коэффициент распределения $C_N$, равный доле участия каждого источника $N$ в общем токе КЗ, принятом за единицу, т. е.

$$x_{N,\text{расч}*} = \frac{x_{\text{рез, б}*}}{C_N}\frac{S_N}{S_б}. \qquad (8.35)$$

Для схемы, содержащей две ветви с сопротивлениями $x_1$ и $x_2$, подключенные к точке КЗ через общее сопротивление $x_к$ (рис. 8.13), коэффициенты распределения равны

$$C_1 = \frac{x_э}{x_1};\quad C_2 = \frac{x_э}{x_2},$$

где

$$x_э = \frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2},$$

а

$$x_{\text{рез}} = x_э + x_к.$$

В общем случае

$$x_э = x_1 \parallel x_2 \parallel \ldots \parallel x_n,$$

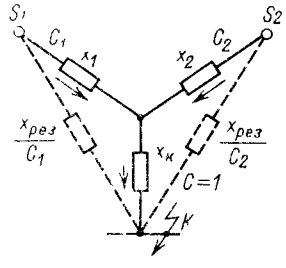



Рис. 8.13. Схема к расчету токов КЗ с помощью коэффициентов распределения

тогда

$$C_n = x_э/x_n.$$

## 8.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Определение периодической составляющей тока КЗ при трехфазном КЗ. В соответствии со схемой замещения, приведенной к простейшему виду с результирующей ЭДС и результирующим сопротивлением, начальное действующее значение периодической составляющей при расчете в относительных единицах определяют из формулы

$$I_{п0} = I'' = \frac{E''_{\Sigma *}}{x_{\text{рез, б}*}} I_б. \qquad (8.36)$$

При расчете в именованных единицах

$$I_{п0} = I'' = \frac{E''_\Sigma}{\sqrt{3}\, x_{\text{рез, б}}}, \qquad (8.37)$$

где $E''_{\Sigma *}$, $E''_\Sigma$ – соответственно результирующая сверхпереходная ЭДС, отн. ед., и линейное значение, кВ; $x_{\text{рез, б}*}$, $x_{\text{рез, б}}$ – результирующие сопротивления, приведенные к базисным условиям, отн. ед., Ом; $I_б$ – базисный ток ступени, где определяется ток КЗ, кА.

Сверхпереходную ЭДС определяют по (8.19) или принимают приближенно из табл. 8.1. В случае большой удаленности точки КЗ от источников (например, при наличии в короткозамкнутой цепи сопротивлений маломощных трансформаторов, реакторов, протяженных линий и т. п.) считают, что точка КЗ питается от источника бесконечной мощности; это означает, что $S = \infty$; $x_c \approx 0$; $E''_{\Sigma *} = U_{c*} = 1 = \text{const}$. Поэтому периодическая составляющая тока КЗ является незатухающей, и ее определяют при расчете в относительных единицах по формуле

$$I_{п0} = I'' = I_\infty = \frac{I_б}{x_{\text{рез, б}*}}, \qquad (8.38)$$

при расчете в именованных единицах

$$I_{п0} = I'' = I_\infty = \frac{U_c}{\sqrt{3}\, x_{\text{рез, б}}}, \qquad (8.39)$$

где $I_\infty$ – действующее значение установившегося тока КЗ, кА; $U_c$ – среднее номинальное (линейное) напряжение системы, приведенное к ступени, на которой рассматривается КЗ (см. § 8.2).

Определение ударного тока, наибольшего действующего

Таблица 8.5. **Значения коэффициентов $k_у$ и $q$**

| Место КЗ | Коэффициенты | |
|---|---|---|
| | $k_у$ | $q$ |
| Выводы явнополюсного гидрогенератора: | | |
| без успокоительной обмотки | 1,95 | 1,68 |
| с успокоительной обмоткой | 1,93 | 1,65 |
| Выводы турбогенератора | 1,91 | 1,63 |
| Во всех остальных случаях, когда не учитывается активное сопротивление цепи КЗ | 1,8 | 1,52 |
| Удаленные точки КЗ с учетом активного сопротивления | По рис. 8.3 | |

значения полного тока КЗ и мощности трехфазного КЗ

Ударный ток КЗ

$$i_у = k_у\sqrt{2}I''. \qquad (8.40)$$

Наибольшее действующее значение полного тока КЗ

$$I_t = \sqrt{I_{п,t}^2 + I_{а,t}^2}, \qquad (8.41)$$

где $I_{п,t}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени; $I_{а,t}$ – значение апериодической составляющей тока КЗ в тот же момент времени,

$$I_{а,t} = \sqrt{2}I''e^{-\frac{t}{T}}. \qquad (8.42)$$

При $t \geqslant 2T$ считают, что $I_t = I_{п,t}$.

Наибольшее действующее значение ударного тока КЗ. $I_у$ (за первый период от начала КЗ) находят по формуле

$$I_у = I''\sqrt{1 + 2(k_у - 1)^2} = qI'', \qquad (8.43)$$

где $k_у = 1 + e^{-\frac{0{,}01}{T}}$ – ударный коэффициент, определяемый по рис. 8.3.

Для конкретных случаев расчета значения коэффициентов $k_у$ и $q$ следует принимать из табл. 8.5.

Мощность КЗ

$$S_к = \sqrt{3}U_с I''. \qquad (8.44)$$

Определение токов КЗ от электродвигателей напряжением выше 1 кВ. Учет подпитки двигателей осуществляют при непосредственной связи их с точкой КЗ или через непротяженную кабельную линию, токопровод, линейный реактор или двухобмоточный трансформатор.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, посылаемое к месту КЗ двигателем (при $I_б = I_{ном.д}$; $U_б = U_{ном.д}$), определяют из выражения

$$I_{п,д0} = I''_д = \frac{E''_* I_{ном.д}}{\sqrt{(x_{d*}'' + x_{вн*})^2 + r_{вн*}^2}}, \qquad (8.45)$$

где $E''_*$ – сверхпроводная ЭДС, отн. ед., определяемая, как указано в § 8.1; $I_{ном.д}$ – номинальный ток двигателя, кА; $x''_{d*}$, $x_{вн*}$, $r_{вн*}$ – соответственно сопротивления двигателя и внешней цепи КЗ, приведенные к мощности двигателя, отн. ед.

Значение периодической составляющей тока КЗ $I_{д,t}$ синхронных двигателей в момент времени $t$ от начала КЗ определяют по расчетным кривым (рис. 8.14)

$$I_{д,t} = I_{д.t*}I''_д, \qquad (8.46)$$

где $I_{д.t*} = I_{д.t}/I_{п.д0}$ – относительная величина периодической составляющей тока КЗ за время $t$, определяемая по кривым рис. 8.14.

Полное сопротивление внешнего участка цепи КЗ $z_{вн*}$ не учитывают при выполнении условия $z_{вн*} < (0{,}1 \div 0{,}2)x''_{d*}$, поэтому начальное значение периодической составляющей тока КЗ от синхронных двигателей определяют по формуле

$$I_{п,д0} = I''_д = I_{пуск*}I_{ном}. \qquad (8.47)$$

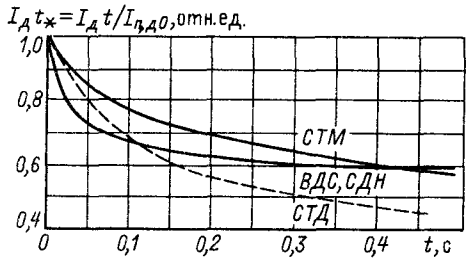



Рис. 8.14. Расчетные кривые для определения токов КЗ от синхронных электродвигателей типов СТМ, ВДС, СДН, СТД

Таблица 8.6. **Значения постоянных времени затухания и ударных коэффициентов асинхронных электродвигателей при КЗ на их выводах**

| Параметры | Электродвигатели серий | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | А | АО | ДАЗО | АТД | АТМ | ВДД, ДВДА | ДАМСО |
| $T'_{р,д}$, с | 0,04 | 0,04 | 0,09 | $0{,}06/s_{ном}$ | 0,075 | 0,06 | 0,044 |
| $T_{а,д}$, с | 0,04 | 0,04 | 0,02 | 0,058 | 0,043 | 0,05 | 0,035 |
| $k_у$ | 1,56 | 1,49 | 1,5 | — | 1,67 | 1,66 | 1,55 |

При $z_{вн*} > (0{,}1 \div 0{,}2)\,x''_{d*}$

$$I_{п,д0} = I''_д = \frac{I_{пуск*} I_{ном}}{1 + z_{вн*}/x''_{d*}} = \frac{I_{ном}}{x''_{d*} + z_{вн*}}, \quad (8.48)$$

где $I_{пуск*} = I_{пуск}/I_{ном}$ – кратность пускового тока ($1/I_{пуск*} = x''_{d*}$).

Для асинхронных двигателей типов ВДД, ДВДА ток $I_{п,д0}$ должен быть увеличен на 20%. В произвольный момент $t$ периодическую составляющую тока КЗ асинхронного двигателя определяют как

$$I_{п\,t} = I_{п,д0} e^{-\frac{t}{T'_{р,д}}}, \quad (8.49)$$

где $T'_{р,д}$ – расчетная постоянная времени периодической составляющей тока двигателя при КЗ на его выводах (табл. 8.6). С учетом внешнего сопротивления $x_{вн*}$

$$I_{п,t} = I_{п,д0} e^{-t/[T'_{р,д}(1 + x_{вн*}/x''_{d*})]}. \quad (8.50)$$

Для двигателей серии АТД

$$T'_{р,д} = 0{,}06/s_{ном}, \quad (8.51)$$

где $s_{ном}$ – номинальное скольжение, %.

Апериодическую составляющую тока КЗ для синхронных и асинхронных двигателей в произвольный момент находят по формуле

$$i_{а,t} = \sqrt{2}\, I_{п,д0} e^{-\frac{t}{T_{а,д}}}, \quad (8.52)$$

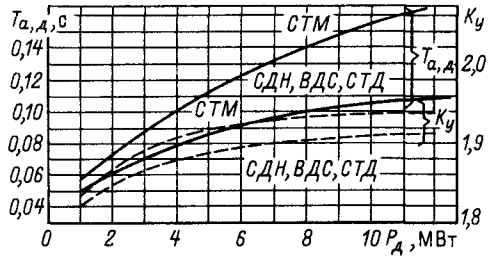



Рис. 8.15. Кривые для определения постоянных времени затухания $T_{а\,д}$ апериодической составляющей тока КЗ и ударного коэффициента $k_у$ синхронных электродвигателей

где $I_{п,д0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ; $T_{а,д}$ – постоянная времени апериодической составляющей тока при КЗ на выводах двигателя, определяемая для синхронных двигателей из графиков рис. 8.15, для асинхронных двигателей – из табл. 8.6.

При необходимости учета внешнего сопротивления короткозамкнутой цепи постоянную в (8.52) определяют как

$$T_а = \frac{T_{а,д}(x''_{d*} + x_{вн*})}{x''_{d*} + \omega T_{а,д} r_{вн*}}. \quad (8.53)$$

Ударный ток КЗ от двигателей

$$i_у = k_у \sqrt{2} I_{п,д0}, \quad (8.54)$$

где $k_у$ – ударный коэффициент, который для синхронного двигателя с учетом внешнего сопротивления цепи КЗ равен

$$k_у = e^{-\frac{0{,}01}{T_а}}; \quad (8.55)$$

для асинхронного двигателя

$$k_у = e^{-\frac{0{,}01}{T'_р}} + e^{-\frac{0{,}01}{T_а}}, \quad (8.56)$$

где $T'_р = T'_{р,д}(1 + x_{вн*}/x''_d)$.

Значения $k_у$ без учета внешнего сопротивления, когда выполняется условие $z_{вн*} \leqslant (0{,}1 \div 0{,}2)\,x''_{d*}$, определяют по рис. 8.15 для синхронных двигателей и табл. 8.6 для асинхронных двигателей, где вместо $T_а$ принимают $T_{а,д}$.

## 8.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ПО РАСЧЕТНЫМ КРИВЫМ

Расчетные кривые («кривые затухания») представляют собой зависимости кратности периодической составляющей тока КЗ (относительно суммарного номинального тока источников, приведенных к напряжению ступени, где рассматривается КЗ, $I_{п,t*} = I_{п,t}/I_{ном,\Sigma}$) от расчетного сопротивле-

ния цепи КЗ для разных моментов времени, отсчитываемых с начала КЗ $I_{\text{п},t*} = I_{\text{п},t}/I_{\text{ном},\Sigma} = f(x_{\text{расч}*})$. На рис. 8.10 – 8.12 даны расчетные кривые для типовых турбогенераторов мощностью до 150 МВт и гидрогенераторов мощностью до 50 МВт включительно. При составлении расчетных кривых принимают следующие допущения: генераторы до момента возникновения КЗ работают при симметричной номинальной нагрузке и при $\cos\varphi = 0{,}8$; продольные и поперечные сверхпереходные реактивные сопротивления одинаковы ($x''_d = x''_q$); короткое замыкание трехфазное и симметричное, питаемое с одной стороны.

Расчетные кривые построены до величины $x_{\text{расч}*} = 3$; при больших значениях $x_{\text{расч}*}$ периодическая составляющая тока КЗ является неизменной в процессе КЗ.

Пользуясь расчетными кривыми, расчет токов КЗ ведут в следующем порядке.

1) составляют полную расчетную схему, на которой все элементы системы электроснабжения заменяют соответствующими сопротивлениями;

2) выбирают по схеме расчетные точки КЗ;

3) задают базисные условия – мощность и напряжение (напряжения);

4) сопротивления всех элементов схемы приводят к базисной мощности;

5) упрощают схему замещения по указаниям § 8.3; при наличии однотипных и примерно равноудаленных от рассматриваемой точки КЗ источников расчет ведут по общему изменению, т. е. все источники заменяют одним эквивалентным с мощностью, равной суммарной мощности всех источников. Если в схеме замещения имеются разнотипные источники (гидро- и турбогенераторы) или они по-разному удалены от точки КЗ, то расчет ведут по индивидуальному изменению, т. е. выделяют и объединяют однотипные и находящиеся примерно в одинаковых условиях источники; источники, непосредственно связанные с точкой КЗ, а также источники бесконечной мощности должны составлять отдельные ветви; целесообразно выделение двух-трех ветвей, так как большее число ветвей не приводит к существенному уточнению токов КЗ;

6) определяют результирующее сопротивление до точки КЗ (см. § 8.3);

7) определяют расчетное сопротивление до точки КЗ:

при расчете по общему изменению

$$x_{\text{расч}*} = x_{\text{рез, б}*}\frac{S_{\text{ном, э}}}{S_{\text{б}}}, \qquad (8.57)$$

где $S_{\text{ном, э}} = S_{\text{ном}1} + S_{\text{ном}2} + \ \dots\ + S_{\text{ном}, n}$;

при расчете по индивидуальному изменению расчетное сопротивление каждой ветви $N$

$$x_{N,\text{расч}*} = \frac{x_{\text{рез, б}*}}{C_N}\frac{S_{\text{ном}, N}}{S_{\text{б}}}, \qquad (8.58)$$

где $S_{\text{ном}, N}$ – суммарная номинальная мощность источников ветви; $C_N$ – коэффициент распределения, определяемый, как указано в § 8.3;

8) определяют расчетное время (при выборе выключателей это время включения или отключения тока КЗ, при проверке сечения проводников – время окончания переходного процесса КЗ и т. д.);

9) по найденному по кривым рис. 8.10 – 8.12 значению $x_{\text{расч}*}$ находят кратности периодической составляющей тока КЗ $I_{\text{п},t*}$ для различных моментов времени;

10) находят токи и мощности КЗ при расчете по общему изменению

$$I_{\text{п},t} = I_{\text{п},t*} I_{\text{ном, э}}, \qquad (8.59)$$

где $I_{\text{ном, э}} = S_{\text{ном, э}}/(\sqrt{3}\,U_{\text{ср}})$ – номинальный ток эквивалентного источника, приведенный к напряжению $U_{\text{ср}}$ ступени, где рассматривают КЗ.

Мощность КЗ находят по формуле

$$S_{\text{к},t} = I_{\text{п},t*} S_{\text{ном, э}} = S_{\text{п},t*} S_{\text{ном, э}}, \qquad (8.60)$$

так как $I_{\text{п},t*} = S_{\text{п},t*}$.

При $x_{\text{расч}*} \geqslant 3$

$$I_{\text{п},t} = I'' = I_{\infty} = \frac{I_{\text{ном, э}}}{x_{\text{расч}*}} = \frac{I_{\text{б}}}{x_{\text{рез, б}*}}, \qquad (8.61)$$

мощность КЗ

$$S_{\text{к},t} = S_{\text{к}} = \sqrt{3}\, I'' U_{\text{ср}}. \qquad (8.62)$$

При расчете по индивидуальному изменению для каждой ветви по расчетным кривым определяют $I_{\text{п},t*1}$, $I_{\text{п},t*2}$, ..., $I_{\text{п},t*N}$ для данного момента по значениям $x_{\text{расч}*1}$, $x_{\text{расч}*2}$, ..., $x_{\text{расч}*N}$.

Периодическая составляющая тока КЗ

$$I_{\text{п},t} = I_{\text{п},t*1} I_{\text{ном},1\text{э}} + I_{\text{п},t*2} I_{\text{ном}2\text{э}} + \ \dots$$

$$\dots + I_{\text{п},t*N} I_{\text{ном},N,\text{э}}, \qquad (8.63)$$

где $I_{\text{ном}\,1\text{э}} = S_{\text{ном}\,1\text{э}}/(\sqrt{3}\,U_{\text{ср}})$; $I_{\text{ном}\,2\text{э}} = S_{\text{ном},2\text{э}}/(\sqrt{3}\,U_{\text{ср}})$; $I_{\text{ном},N,\text{э}} = S_{\text{ном},N,\text{э}}/(\sqrt{3}\,U_{\text{ср}})$ – номинальные токи ветвей, приведенные к напряжению $U_{\text{ср}}$, где рассматривают КЗ.

При наличии в схеме замещения источника бесконечной мощности (системы) его выделяют в отдельную ветвь $C$, тогда

$$x_{\text{с, б}*} = x_{\text{рез, с, б}}/C_{\text{с}}, \qquad (8.64)$$

при этом периодическая составляющая тока КЗ от системы

$$I_{\text{п, с}} = I_{\text{б}}/x_{\text{с, б}*}. \qquad (8.65)$$

Ударный ток, наибольшее значение полного тока КЗ находят в соответствии с (8.40) и (8.41).

Определение тока при двухфазном КЗ $I^{(2)}_{\text{к},t}$. Здесь приведены указания только по применению расчетных кривых для определения тока двухфазного КЗ (подробнее см. § 8.6)

$$x^{(2)}_{\text{расч}*} = 2x_{\text{расч}*}, \qquad (8.66)$$

где $x_{\text{расч}*}$ – расчетное сопротивление при трехфазном КЗ.

Значение $I^{(2)}_{\text{п},t}$ определяют для любого момента времени с помощью расчетных кривых по формуле

$$I^{(2)}_{\text{п},t} = \sqrt{3}\, I^{(2)}_{\text{п},t*} I_{\text{ном, э}}, \qquad (8.67)$$

где кратность тока $I^{(2)}_{\text{п},t*}$ определяют из расчетных кривых по сопротивлению $x^{(2)}_{\text{расч}*} = 2x_{\text{расч}*}$; при $x^{(2)}_{\text{расч}*} \geqslant 3$

$$I^{(2)}_{\text{п},t} = I''^{(2)} = \frac{\sqrt{3}\, I_{\text{ном, э}}}{x^{(2)}_{\text{расч}*}} = \frac{\sqrt{3}\, I_{\text{ном, э}}}{2x_{\text{расч}*}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I'', \qquad (8.68)$$

следовательно, $I''^{(2)}$ всегда меньше, чем $I''$ при трехфазном КЗ.

Установившийся ток двухфазного КЗ может оказаться больше, чем при трехфазном КЗ, если $x_{\text{расч}*} < x_{\text{крит}*}$. В этом случае

$$t_{\text{п}} I_{\infty}^{2} \leqslant t^{(2)}_{\text{п}} (I^{(2)}_{\infty})^2.$$

В таких случаях следует проверять термическую стойкость аппаратов, шин, кабелей и в условиях двухфазного КЗ.

Критические значения расчетного сопротивления приведены в табл. 8.7.

Таблица 8.7. **Критические значения расчетного сопротивления**

| Тип генератора | $x_{\text{крит}*}$ |
|---|---|
| Турбогенераторы: | |
| с АРВ | 0,58 |
| без АРВ | 1,2 |
| Гидрогенераторы: | |
| с АРВ | 0,4 |
| без АРВ | 0,75 |

В настоящее время руководящие указания по расчету токов КЗ [47] рекомендуют типовые кривые для определения действующего значения периодической составляющей тока КЗ для моментов времени до 3 с. Кривые являются унифицированными и справедливы для турбогенераторов мощностью 12 – 800 МВт, гидрогенераторов мощностью до 500 МВт и синхронных компенсаторов.

Типовые кривые представляют собой зависимость во времени относительной величины периодической составляющей тока КЗ, равной отношению действующего значения периодической составляющей в произвольный момент $I_{\text{п, г},t}$ к начальному действующему значению периодической составляющей $I_{\text{п, г}0}$ при различной удаленности точки КЗ. Удаленность характеризуется отношением $I_{\text{п, г}0}/I'_{\text{ном, г}}$, где $I'_{\text{ном, г}}$ – номинальный ток генератора, приведенный к ступени напряжения, на которой рассматривается КЗ,

$$I'_{\text{ном, г}} = \frac{S_{\text{ном, г}}}{\sqrt{3}\, U_{\text{ср}}}, \qquad (8.69)$$

где $U_{\text{ср}}$ – среднее номинальное напряжение ступени, где рассматривается КЗ: $S_{\text{ном, г}}$ – номинальная мощность генератора.

Типовые кривые $I_{\text{п, г},t}/I_{\text{п, г}0} = f(t, I_{\text{п, г}0}/I'_{\text{ном, г}})$ приведены на рис. 8.16, *а*. При $I_{\text{п, г}0}/I'_{\text{ном, г}} \leqslant 1$, что соответствует удаленному КЗ, $I_{\text{п, г},t} = I_{\text{п, г}0} = I''$.

При наличии в схеме замещения (которая составляется аналогично указаниям § 8.3) одного или нескольких источников, находящихся в одинаковых условиях по отношению к месту КЗ, определение периодической составляющей тока КЗ в момент $t$ производят в следующем порядке:

1) определяют начальное действующее значение периодической составляющей $I_{\text{п, г}0}$ в точке КЗ, номинальный ток источника (источников) $I'_{\text{ном, г}}$ по (8.69) и соответственно отношение $I_{\text{п, г}0}/I'_{\text{ном, г}}$, где $I'_{\text{ном, г}}$ при наличии нескольких источников равен суммарному номинальному току источников;

2) по кривым рис. 8.16, *а* для данного момента $t$ по значению $I_{\text{п, г}0}/I'_{\text{ном, г}}$ находят отношение $I_{\text{п, г},t}/I_{\text{п, г}0} = k_t$;

3) определяют искомый периодический ток КЗ

$$I_{\text{п, г},t} = \frac{I_{\text{п г},t}}{I_{\text{п, г}0}} I_{\text{п, г}0} = k_t I_{\text{п, г}0}.$$

При наличии в схеме замещения источников, существенно различающихся по расстоянию от места КЗ, их выделяют в отдельные ветви. В отдельные ветви также выделяют источники, непосредственно питающие точку КЗ и цепь энергосистемы. Определение периодической составляющей тока КЗ по типовым кривым производят отдельно для каждой ветви исходя из удален-

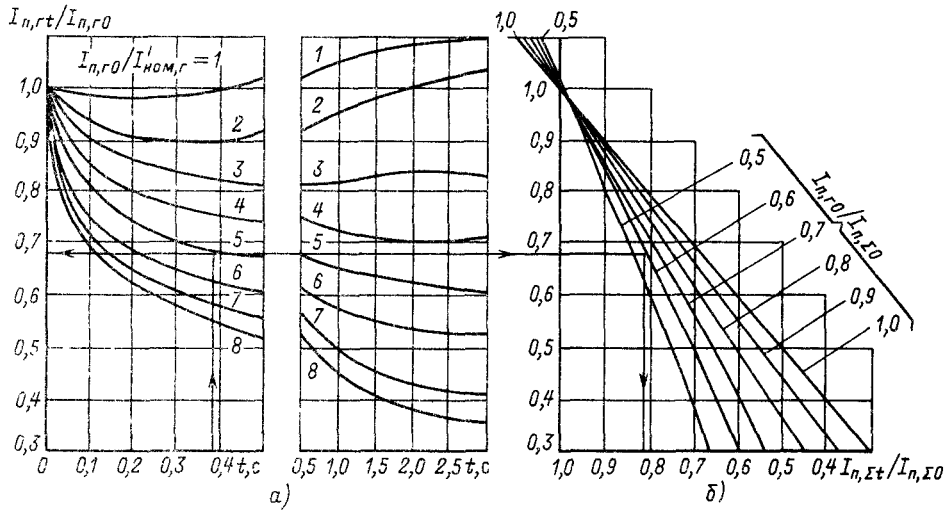



Рис. 8.16. Типовые кривые изменения во времени тока КЗ синхронной машины:
*а* – при питании КЗ от генератора; *б* – при питании КЗ от генератора и системы

ности $I_{п,г0}/I'_{ном,г}$ данной ветви. Если в схеме замещения имеются генераторы (один или несколько), значительно удаленные от точки КЗ, и энергосистема, то их объединяют в один источник и расчет токов КЗ производят по напряжению энергосистемы, неизменному во времени.

В схеме замещения ветви с источниками могут быть связаны с точкой КЗ непосредственно (рис. 8.17, *а*) или через общее индуктивное сопротивление $x_к$ (рис. 8.17, *б*).

При непосредственной связи источников с точкой КЗ определение начальных токов периодической составляющей производят согласно § 8.4. Токи $I_{п,i,t}$ ветвей для данного времени находят по типовым кривым при соответствующих удаленностях $I_{п.г0}/I'_{ном,г}$.

При непосредственной связи энергосистемы с точкой КЗ действующее значение периодической составляющей тока от энергосистемы в любой момент является постоянным, т. е. $I_{п,t}=I_{п0}=\text{const}$ независимо от генераторов, находящихся вблизи точки КЗ. При наличии связи генераторов и системы с местом КЗ через общее сопротивление $x_к$ схему замещения приводят к виду рис. 8.17, *а*.

При отношении $I_{п,г0}/I_{п,\Sigma0}\geqslant 0{,}5$ периодическую составляющую тока КЗ в данный момент времени находят путем совместного использования типовых кривых и кривых $I_{п,г\,t}/I_{п,г0}=f(I_{п,\Sigma,t}/I_{п,\Sigma0})$, представленных на рис. 8.16, *б*. Здесь $I_{п,\Sigma0}$ – суммарный начальный ток периодической составляющей в точке КЗ. В этом случае определение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент осуществляют в следующем порядке:

1) находят результирующие сопротивления ветвей генераторов $x_г$, системы $x_с$ до узла $N$ и общего сопротивления $x_к$;

2) определяют начальные значения периодических составляющих токов КЗ $I_{п,\Sigma0}$, $I_{п,г0}$ и соответственно отношения $I_{п,г0}/I'_{ном,г}$, $I_{п,г0}/I_{п,\Sigma0}$;

3) по кривой $I_{п,г,t}/I_{п,г0}=f(t)$ (рис. 8.16, *а*) при $I_{п,г0}/I'_{ном,г}$ для данного момента $t$ находят отношение $I_{п,г,t}/I_{п,г0}$ и по нему, используя соответствующую кривую (рис. 8.16, *б*) $I_{п,г0}/I_{п,\Sigma0}$, отношение $I_{п,\Sigma,t}/I_{п,\Sigma0}$;

4) по найденному отношению $I_{п,\Sigma,t}/I_{п,\Sigma0}$ и $I_{п,\Sigma0}$ определяют периодическую составляющую в точке КЗ в момент $t$ $I_{п,\Sigma,t}$.

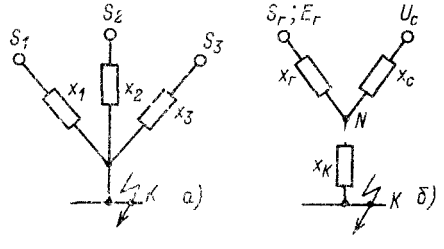



Рис. 8.17. Схема к определению периодической составляющей тока КЗ при включении источников через общее сопротивление

При отношении $I_{\text{п,г0}}/I_{\text{п,}\Sigma 0} < 0{,}5$, т. е. большой удаленности генераторов от точки КЗ или их малой мощности, генераторы целесообразно объединить с энергосистемой. При наличии в схеме замещения синхронных двигателей высокого напряжения, подпитку которых необходимо учесть, используют кривые рис. 8.14.

## 8.6. РАСЧЕТЫ РЕЖИМОВ НЕСИММЕТРИЧНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

а) Применение метода симметричных составляющих. Метод симметричных составляющих позволяет несимметричную систему, состоящую из трех величин $\dot{N}_a$, $\dot{N}_b$, $\dot{N}_c$, представить в виде суммы трех различных симметричных систем величин – прямой, обратной и нулевой последовательностей, соответственно отмеченных индексами 1, 2 и 0,

$$\left.\begin{aligned} \dot{N}_a &= \dot{N}_{a1} + \dot{N}_{a2} + \dot{N}_{a0};\\ \dot{N}_b &= \dot{N}_{b1} + \dot{N}_{b2} + \dot{N}_{b0};\\ \dot{N}_c &= \dot{N}_{c1} + \dot{N}_{c2} + \dot{N}_{c0}. \end{aligned}\right\} \qquad (8.70)$$

На рис. 8.18

$$\left.\begin{aligned} \dot{N}_{a1} &= a\dot{N}_{b1} = a^2\dot{N}_{c1};\\ \dot{N}_{a2} &= a^2\dot{N}_{b2} = a\dot{N}_{c2};\\ \dot{N}_{a0} &= \dot{N}_{b0} = \dot{N}_{c0} = \dot{N}_0, \end{aligned}\right\} \qquad (8.71)$$

где $a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$.

На основании приведенных соотношений можно написать выражения для разложения заданной несимметричной системы величин на симметричные составляющие

$$\left.\begin{aligned} \dot{N}_{a1} &= \frac{1}{3}(\dot{N}_a + a\dot{N}_b + a^2\dot{N}_c);\\ \dot{N}_{a2} &= \frac{1}{3}(\dot{N}_a + a^2\dot{N}_b + a\dot{N}_c);\\ \dot{N}_0 &= \frac{1}{3}(\dot{N}_a + \dot{N}_b + \dot{N}_c). \end{aligned}\right\} \qquad (8.72)$$

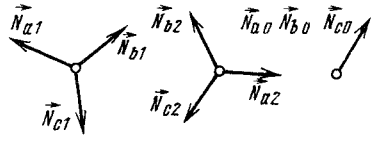



Рис. 8.18. Системы симметричных составляющих прямой, обратной и нулевой последовательностей

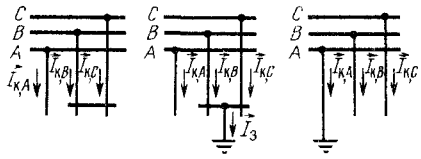



Рис. 8.19. Основные виды несимметричных КЗ

б) Особенности расчета режимов несимметричного КЗ. В месте несимметричного КЗ система не может разделяться на независимые части (как при расчете трехфазного КЗ): трехфазная цепь остается связанной через неповрежденные фазы. Для удобства и четкости определений несимметричное КЗ предполагается обычно на так называемом ответвлении (рис. 8.19). Соотношения, справедливые для места КЗ, и, в частности, соотношения между симметричными составляющими токов в ответвлении КЗ оказываются несправедливыми для любого участка цепи. Так, при несимметричном КЗ в неповрежденных фазах отдельных звеньев должны протекать токи; для каждого звена ток любой фазы определяют, суммируя все его симметричные составляющие для интересующей фазы данного звена.

в) Составление схем различных последовательностей. Схему прямой последовательности, по которой предполагается протекание только токов прямой последовательности, возникающих под действием ЭДС (прямой последовательности) источников и вызывающих на отдельных участках цепи падения напряжения прямой последовательности, составляют так же, как и схему замещения для определения режима трехфазного КЗ.

По схеме обратной последовательности предполагается протекание токов только этой последовательности, вызывающих падение напряжений той же последовательности. Напряжения обратной последовательности в нулевых точках источников и нагрузок равны нулю. Все ЭДС обратной последовательности представляют в виде ЭДС самоиндукции, обусловленных соответствующими реактивными сопротивлениями. Поэтому схему обратной последовательности составляют из одних сопротивлений.

Для стационарных звеньев электрической системы – линий электрических сетей, трансформаторов, реакторов – сопротивления обратной последовательности равны сопротивлениям прямой последовательности.

Для синхронных генераторов с успокоительными обмотками

$$x_2 = \frac{x'_d + x''_q}{2} \approx 1{,}22x''_d \qquad (8\,73)$$

Для синхронных генераторов без успокоительных обмоток

$$x_2 = \frac{x'_d + x_q}{2} \approx 1{,}45x'_d \qquad (8\,74)$$

Обычно эквивалентные сопротивления схем прямой и обратной последовательностей оказываются приблизительно одинаковыми Поэтому схему обратной последовательности обычно не составляют, особенно при применении расчетных кривых Наибольших значений напряжение и ток обратной последовательности достигают в месте КЗ т е место КЗ является для схемы обратной последовательности как бы источником питания Приведенные положения справедливы и для схемы нулевой последовательности

Поскольку система токов нулевой последовательности является неуравновешенной, то токи нулевой последовательности могут протекать не по всем звеньям трехфазной системы Поэтому составление схемы нулевой последовательности целесообразно начинать от места КЗ По своему виду схема нулевой последовательности может значительно отличаться от схем прямой и обратной последовательностей, могут различаться и соответствующие сопротивления как для отдельных участков схем, так и для схем в целом (эквивалентных)

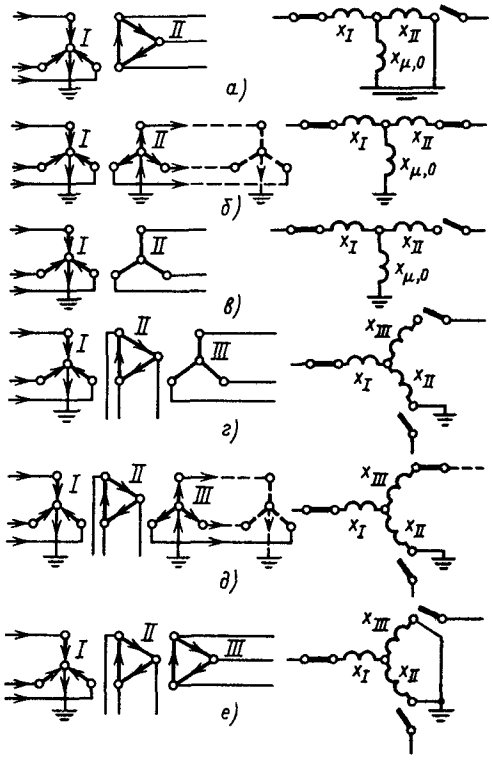



Рис 8 20 Схемы замещения нулевой последовательности трансформаторов

Таблица 8 8 **Значения реактивных сопротивлений нулевой последовательности линий**

| Характеристика линий | $x_0$, Ом/км |
|---|---|
| Одноцепная | |
| без троса | 1,4 |
| с тросом | 0,8 |
| Двухцепная на обе цепи | |
| без тросов | 1,1 |
| с тросами | 0,6 |

Реактивные сопротивления нулевой последовательности линий приведены в табл 8 8 В обычных условиях протекание токов нулевой последовательности связано с наличием заземленных нулевых точек трансформаторов Наличие магнитосвязанной обмотки, соединенной треугольником, для токов нулевой последовательности равносильно КЗ на выводах этой обмотки На рис 8 20, $а-е$ показаны схемы замещения для трансформаторов с типовыми схемами соединений обмоток

Сопротивление, через которое заземлена нулевая точка трансформатора (или нулевые точки нескольких трансформаторов), должно помещаться в рассечку той ветви, по которои протекает тот же ток нулевой последовательности, и должно иметь утроенное значение Если трансформатор имеет обмотку, соединенную треугольником, то его ветвь намагничивания в схеме нулевой последовательности может быть опущена Следует иметь в виду, что ветви нагрузок в схему нулевой последовательности, как правило, не входят Однако трансформаторы, через которые питаются нагрузки, должны быть учтены, если они допускают протекание токов нулевой последовательности Если трансформатор не имеет обмотки, соединенной треугольником, и имеет только одну обмотку с заземленной нулевой точкой, то протекание токов нулевой последовательности может быть обусловлено только явлением намагничивания Сопротивление ветви намагничивания нулевой последовательности для

трехстержневых трансформаторов сравнительно невелико, поскольку на пути магнитного потока встречаются неферромагнитные материалы.

Практически можно считать для трехстержневых трансформаторов, отн. ед.,

$$x_{\mu 0*} = (0{,}3 \div 1)\frac{S_б}{S_{ном,т}}. \qquad (8.75)$$

г) Комплексная схема. В случае несимметричного КЗ в одном месте трехфазной цепи между токами и напряжениями разных последовательностей в месте КЗ получаются достаточно простые соотношения, и, в частности, токи и напряжения обратной и нулевой последовательностей в месте КЗ выражают через ток прямой последовательности $I_{к1}$ (см. табл. 8.9). Это дает возможность находить $I_{к1}$ как ток эквивалентного трехфазного КЗ, удаленного на некоторое дополнительное сопротивление $z_Δ$. Соответственно могут быть составлены и схемы, называемые комплексными, по которым определяют все три симметричные составляющие токов и напряжений. Комплексная схема может составляться как в развернутом виде без предварительного преобразования схем различных последовательностей, так и в упрощенном виде путем присоединения к схеме прямой последовательности эквивалентных сопротивлений схем обратной и нулевой последовательностей.

Ток в поврежденной фазе в общем виде

$$I_к^{(n)} = m^{(n)} I_{к1} = m^{(n)} \frac{E}{x_Σ + x_Δ^{(n)}}, \qquad (8.76)$$

где коэффициент $m^{(n)}$ зависит от вида КЗ (табл. 8.9).

Ток $I_к$ представляет собой начальное значение периодической составляющей тока КЗ $I_{п0}^{(n)}$. Апериодическую составляющую тока КЗ определяют аналогично (8.42)

$$i_a^{(n)} = \sqrt{2} I_{п0}^{(n)} e^{-\frac{t}{T_a^{(n)}}},$$

где $T_a^{(n)}$ – постоянная времени цепи КЗ вида $(n)$ (для $T_a^{(2)} = T_a^{(3)}$).

Ударный ток находят по формуле

$$i_y^{(n)} = \sqrt{2} I_{п0}^{(n)} k_y^{(n)}. \qquad (8.77)$$

Здесь $k_y^{(n)}$ определяют в зависимости от вида расчетной схемы с использованием (8.3), где при определении $T_a^{(n)}$ учитывают добавочное сопротивление $z_Δ^{(n)}$. Для определения $k_y^{(2)}$ используют кривую рис. 8.3.

Ток, протекающий в землю через заземленную нулевую точку, в 3 раза больше тока нулевой последовательности, протекающего по соответствующей ветви схемы.

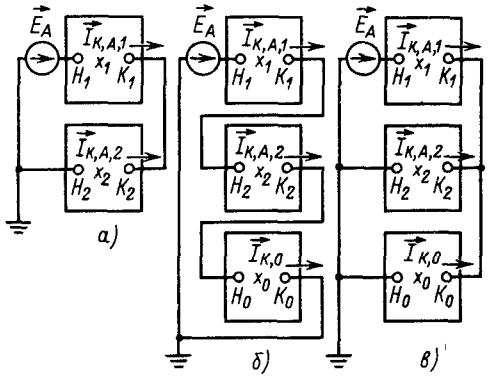



Рис. 8.21. Комплексные схемы замещения КЗ: *а* – двухфазного; *б* – однофазного; *в* – двухфазного и замыкания на землю; $\dot{E}_Δ$ – результирующая ЭДС схемы прямой последовательности

На рис. 8.21 показаны упрощенные комплексные схемы для характерных видов несимметричных КЗ, причем схемы отдельных последовательностей представлены в виде двухполюсников; началом $H$ каждого двухполюсника является нулевая точка соответствующей схемы, а концом $K$ – место КЗ. Комплексные схемы применяют как для аналитического расчета, так и для расчетов с помощью электрических моделей (расчетных столов).

д) Применение расчетных и типовых кривых. Комплексная схема позволяет воспользоваться расчетными кривыми (см. рис. 8.10 – 8.12) для определения тока в месте КЗ при несимметричном КЗ. По расчетным кривым определяют ток прямой последовательности как ток эквивалентного трехфазного КЗ. Для этого комплексную схему преобразовывают так же, как схему замещения при определении тока трехфазного КЗ; определяют взаимные сопротивления между источниками и местом КЗ в комплексной схеме, т. е. в схеме прямой последовательности, к которой присоединено дополнительное сопротивление $x_Δ$.

При расчете режима двухфазного КЗ расчетные сопротивления могут быть получены путем удвоения расчетных сопротивлений (см. § 8.3), вычисленных для трехфазного КЗ в том же месте электрической цепи. Это связано с тем, что эквивалентные сопротивления схем прямой и обратной последовательностей можно считать одинаковыми, а коэффициенты распределения остаются теми же, что и при трехфазном КЗ, так как определяются по схеме прямой последова-

Таблица 8.9. **Основные формулы, применяемые при расчете токов КЗ**

| Определяемые величины | Вид короткого замыкания | | |
|---|---|---|---|
| | Двухфазное | Однофазное | Двухфазное на землю |
| Условное обозначение вида КЗ $(n)$ | (2) | (1) | (1,1) |
| Дополнительное сопротивление $x_{\Delta}^{(n)}$ | $x_{2\Sigma}$ | $x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}$ | $\frac{x_{2\Sigma}x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}$ |
| Коэффициент $m^{(n)}$ | $\sqrt{3}$ | 3 | $\sqrt{3}\sqrt{1 - \frac{x_{2\Sigma}x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}}$ |
| Токи в месте КЗ прямой последовательности фазы $A$, $\vec{I}_{A1}$ | $\frac{\vec{E}_{A,\Sigma}}{j(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma})}$ | $\frac{\vec{E}_{A,\Sigma}}{j(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})}$ | $\frac{\vec{E}_{A,\Sigma}}{j\left(x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma}x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}\right)}$ |
| То же обратной последовательности фазы $A$, $\vec{I}_{A2}$ | $-\vec{I}_{A1}$ | $\vec{I}_{A1}$ | $-\vec{I}_{A1}\frac{x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}$ |
| То же нулевой последовательности, $\vec{I}_0$ | 0 | $\vec{I}_{A1}$ | $-\vec{I}_{A1}\frac{x_{2\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}$ |
| То же фазы $A$, $\vec{I}_A$ | 0 | $3\vec{I}_{A1}$ | 0 |
| То же фазы $B$, $\vec{I}_B$ | $-j\sqrt{3}\vec{I}_{A1}$ | 0 | $\left(a^2 - \frac{x_{2\Sigma} + ax_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}\right)\vec{I}_{A1}$ |
| То же фазы $C$, $\vec{I}_C$ | $j\sqrt{3}\vec{I}_{A1}$ | 0 | $\left(a - \frac{x_{2\Sigma} + a^3x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}\right)\vec{I}_{A1}$ |
| Напряжения в месте КЗ прямой последовательности фазы $A$, $\vec{U}_{A1}$ | $jx_{2\Sigma}\vec{I}_{A1}$ | $j(x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})\vec{I}_{A1}$ | $j\left(\frac{x_{2\Sigma}x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}\right)\vec{I}_{A1}$ |
| То же обратной последовательности фазы $A$, $\vec{U}_{A2}$ | $\vec{U}_{A1}$ | $-jx_{2\Sigma}\vec{I}_{A1}$ | $\vec{U}_{A1}$ |
| То же нулевой последовательности $\vec{U}_0$ | 0 | $-jx_{0A}\vec{I}_{A1}$ | $\vec{U}_{A1}$ |
| То же фазы $A$, $\vec{U}_A$ | $2jx_{2\Sigma}\vec{I}_{A1}$ | 0 | $3j\left(\frac{x_{2\Sigma}x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}\right)\vec{I}_{A1}$ |

*Продолжение табл. 8.9*

| Определяемые величины | Вид короткого замыкания | | |
|---|---|---|---|
| | Двухфазное | Однофазное | Двухфазное на землю |
| То же фазы $B$, $\vec{U}_B$ | $-jx_{2\Sigma}\vec{I}_{A1}$ | $-j[(a^2-a)x_{2\Sigma}+(a^2-1)x_{0\Sigma}]\vec{I}_{A1}$ | 0 |
| То же фазы $C$, $\vec{U}_C$ | $-jx_{2\Sigma}\vec{I}_{A1}$ | $j[(a-a^2)x_{2\Sigma}+(a-1)x_{2\Sigma}]\vec{I}_{A1}$ | 0 |

Примечания: 1. Оператор $a=e^{j120}=-\frac{1}{2}+j\frac{\sqrt{3}}{2}$; $a^2=e^{j240}=-\frac{1}{2}-\frac{\sqrt{3}}{2}$.

2. Для начального момента КЗ в случае преобладающего влияния турбогенераторов можно принять $\vec{E}_{A,\Sigma_*}\approx j1$.

тельности, взятой в целом без разделения в месте КЗ.

В общем случае при расчете режимов несимметричного КЗ расчетные сопротивления, найденные для трехфазного КЗ в том же месте, должны умножаться на $1+x_{\Delta}^{(n)}/x_{1\Sigma}$.

По расчетному сопротивлению, равному $x_{\text{расч}*}^{(n)}=x_{\text{рез}\,0*}^{(n)}S_{\text{ном}}/S_{\text{б}}$, и соответствующим расчетным кривым (рис. 8.10 – 8.11) определяют относительную периодическую составляющую тока $I_{\text{п}1t*}$ в момент времени $t$. При $x_{\text{расч}*}^{(n)}>3$ $I_{\text{п}1t*}=\dfrac{1}{x_{\text{рез, б}*}^{(n)}}$. Ток $I_{\text{п}1t}$ равен

$$I_{\text{п}1t}=I_{\text{к}1t}=I_{\text{п}1t*}I_{\text{ном, э}}, \qquad (8.78)$$

где $I_{\text{ном, э}}$ – суммарный номинальный ток данной ветви КЗ. После нахождения $I_{\text{к}1}$ определяют все симметричные составляющие токов и напряжений в месте КЗ и токи и напряжения в фазах КЗ, а также распределение токов и напряжения обратной и нулевой последовательностей по всей цепи. При этом схема обратной последовательности должна содержать ветви нагрузок на общих основаниях.

Из структуры комплексных схем видно, что характер изменения токов и напряжений обратной и нулевой последовательностей по всей цепи получается одинаковым и таким же, как и характер изменения суммарного тока прямой последовательности в месте КЗ.

Наличие дополнительного сопротивления в схеме прямой последовательности свидетельствует о большей электрической удаленности трехфазного КЗ по сравнению с удаленностью трехфазного КЗ в том же месте электрической цепи. В связи с этим при расчете режима несимметричного КЗ имеется больше оснований для объединения отдельных источников и замены их источником с неизменной ЭДС. При использовании типовых кривых (см. рис. 8.16) для определения периодической составляющей тока прямой последовательности $I_{\text{к}1t}=I_{\text{п}1\,\text{г}0}$ необходимо найти отношение $I_{\text{п}1\,\text{г}0}/I'_{\text{ном, г}}$ (и, если необходимо, $I_{\text{п}1\,\text{г}0}/I_{\text{п}1\Sigma 0}$), а затем по типовым кривым определить $I_{\text{п}1\,\text{г}t}/I_{\text{п}1\,\text{г}0}$ (или $I_{\text{п}1\Sigma t}/I_{\text{п}1\Sigma 0}$). Используя найденные относительные токи прямой последовательности, а также их начальные значения, по (8.76) определяют полные токи несимметричного КЗ в момент $t$.

е) Определение токов и напряжений на других ступенях трансформации. При несимметричных КЗ векторные диаграммы токов и напряжений фаз могут резко измениться по своему характеру при переходе через трансформатор даже при неучете влияния его сопротивлений. Распределения токов и напряжений различных последовательностей, найденные по соответствующим схемам, достаточны для определения токов и напряжений фаз только на той ступени трансформации, на которой рассматривают несимметричное КЗ. На рис. 8.22 – 8.25 показаны векторные диаграммы токов и напряжений для места КЗ в различных типовых случаях несимметричного КЗ.

Рис. 8.22. Векторные диаграммы в месте двухфазного КЗ:
*а* – напряжений, *б* – токов

Рис. 8.23. Векторные диаграммы в месте однофазного КЗ:
*а* – напряжений, *б* – токов

Примечание. При построении векторных диаграмм принято $\dot{U}_к = j\dot{U}_{к1}$. Для определения токов и напряжений на другой ступени трансформации дополнительно учитывают влияние группы соединения обмоток промежуточных трансформаторов. Это влияние различно для разных последовательностей. В частности, для трансформатора 11-й группы соединений обмоток (звезда – треугольник) токи и напряжения прямой последовательности со стороны



Рис. 8.24. Векторные диаграммы в месте двухфазного КЗ и замыкания на землю:
*а* – напряжений, *б* – токов

Рис. 8.25. Сдвиг напряжений прямой и обратной последовательностей для трансформатора с соединением обмоток по схеме У/Д-11

треугольника опережают по фазе соответствующие приведенные значения со стороны звезды на 1/12 часть периода, а токи и напряжения обратной последовательности со стороны треугольника отстают по фазе на 1/12 часть периода от соответствующих приведенных значений со стороны звезды (рис. 8.23). Токи и напряжения нулевой последовательности со стороны треугольника отсутствуют.

После определения симметричных составляющих токов или напряжений в каком-либо месте цепи их суммируют по отдельным фазам обычным путем (см. § 8.6,

п. «а»). Основные расчетные формулы сведены в табл. 8.9.

## 8.7. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ

В системах электроснабжения промышленных предприятий электрические сети до 1 кВ имеют наибольшую протяженность, поэтому на них приходится большая доля возникающих КЗ. В связи с этим коммутационная и защитная аппаратура, токоведущие части электроустановок и т. д. должны надежно работать в режимах КЗ. Основные положения методики определения токов КЗ в сетях напряжением выше 1 кВ справедливы и для сетей до 1 кВ. Однако расчет токов КЗ в сетях до 1 кВ имеет ряд особенностей.

1) Обычно мощность понизительных трансформаторов, от которых получают питание сети низкого напряжения, значительно меньше суммарной номинальной мощности генераторов питающей электрической системы. Поэтому питающую систему в таких случаях считают источником с неизменной ЭДС с нулевым внутренним сопротивлением. Это условие соблюдается практически всегда, если установленная мощность понижающих трансформаторов, питающих место КЗ, удовлетворяет требованию

$$S_{\text{ном, т}} \leqslant S_{\text{с}}/50,$$

где $S_{\text{с}}$ – мощность питающей системы.

Исходя из указанного получаем, что периодическая составляющая тока КЗ является неизменной во времени.

2) При составлении схем замещения учитывают влияние активных сопротивлений короткозамкнутой цепи (трансформаторов, линий, шин, трансформаторов тока, автоматических выключателей, контактов аппаратов и т. д.). Переходные сопротивления контактов могут быть учтены введением в расчетную схему активного сопротивления [48]:

а) для распределительных щитов на подстанциях 15 мОм;

б) для первичных цеховых распределительных пунктов и на зажимах аппаратов, питаемых радиальными линиями от щитов ТП или от магистралей, 20 мОм;

в) для вторичных цеховых распределительных пунктов и на зажимах аппаратов, питаемых от первичных распределительных пунктов, 25 мОм;

г) для аппаратуры, установленной непосредственно у приемников электроэнергии, получающих питание от вторичных распределительных пунктов, 30 мОм.

Указанные значения переходных сопротивлений применяют при расчетах обычных цеховых промышленных сетей, питаемых от трансформаторов мощностью не более 1600 кВ·А.

3) Во многих случаях учитывают влияние нагрева проводников токами КЗ на активное сопротивление внесением поправки. Зная ток КЗ, найденный приближенно (без учета влияния нагрева проводников), и поперечное сечение некоторого проводника короткозамкнутой цепи, определяют повышение температуры проводника, вызванное прохождением тока КЗ, и активное сопротивление нагретого проводника. После этого уточняют расчет повторением его при изменившихся активных сопротивлениях отдельных участков цепи КЗ. Изменившееся сопротивление находят по формуле

$$r' \approx r\left[1 + \frac{mt}{1 + 0{,}004\theta_0}\left(\frac{I_{\text{к}}}{s}\right)^2\right], \quad (8.79)$$

где $r$ – сопротивление проводника при начальной температуре $\theta_0$, °С (до КЗ), мОм; $s$ – поперечное сечение проводника, мм$^2$; $I_{\text{к}}$ – ток КЗ из предварительного расчета без учета нагрева (предполагается неизменяющимся), кА; $m$ – коэффициент, равный для меди 22 и для алюминия 5; $t$ – время КЗ, с.

Пользоваться (8.79) можно, когда время действия $t > 3$ с (процесс нагрева считается адиабатическим). Если суммарное реактивное сопротивление короткозамкнутой цепи сравнительно невелико ($x < 0{,}3r$), то с его влиянием можно не считаться и полагать в расчетах $x = 0$.

Расчетная схема и определение сопротивлений цепи КЗ. Расчетная схема замещения сети напряжением до 1 кВ состоит из элементов с активными и индуктивными сопротивлениями цеховых трансформаторов $r_{\text{т, ц}}$, $x_{\text{т, ц}}$, токовых катушек расцепителей автоматических выключателей $r_{\text{а}}$, $x_{\text{а}}$, трансформаторов тока $r_{\text{т, т}}$, $x_{\text{т, т}}$, шин и шинопроводов $r_{\text{ш}}$, $x_{\text{ш}}$, жил кабелей и проводов $r_{\text{к}}$, $x_{\text{к}}$, контактных соединений $r_{\text{к. с}}$.

Расчетные условия принимают согласно § 8.1. Если необходимо, чтобы выбранные аппараты соответствовали своему назначению при любом развитии энергосистемы,

Таблица 8.10. **Сопротивления понижающих трансформаторов мощностью до 1600 кВ·А, приведенные к вторичному напряжению 0,4/0,23 кВ**

| Мощность, кВ·А | Верхний предел первичного напряжения, кВ | Схема соединений обмоток | $\Delta P_к$, кВт | $u_к$, % | $r$, мОм | $x$, мОм | $z_т$, мОм | $z_т^{(1)}$, мОм |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 25 | 10 | $Y/Y_н$ | 0,6 | 4,5 | 153,9 | 243,6 | 287 | 3110 |
| | | $Y/Z_н$ | 0,69 | 4,7 | 176,5 | 243 | 302 | 906 |
| 40 | 10 | $Y/Y_н$ | 0,88 | 4,5 | 88 | 157 | 180 | 1949 |
| | | $Y/Z_н$ | 1 | 4,7 | 100 | 159 | 187,5 | 562 |
| 63 | 10 | $Y/Y_н$ | 1,28 | 4,5 | 52 | 102 | 114 | 1237 |
| | | $Y/Z_н$ | 1,47 | 4,7 | 59 | 105 | 119 | 360 |
| | 20 | $Y/Y_н$ | 1,28 | 5 | 52 | 116 | 127 | 1136 |
| | | $Y/Z_н$ | 1,47 | 5,3 | 59 | 121 | 134 | 407 |
| 100 | 10 | $Y/Y_н$ | 1,97 | 4,5 | 31,5 | 64,7 | 72 | 779 |
| | | $Y/Z_н$ | 2,27 | 4,7 | 36,3 | 65,7 | 75 | 226 |
| | 35 | $Y/Y_н$ | 1,97 | 6,5 | 31,5 | 99 | 104 | 764 |
| | | $Y/Z_н$ | 2,27 | 6,8 | 36,2 | 126,5 | 109 | 327 |
| 160 | 10 | $Y/Y_н$ | 2,65 | 4,5 | 16,6 | 41,7 | 45 | 487 |
| | | $Y/Z_н$ | 3,1 | 4,7 | 19,3 | 42,2 | 47 | 141 |
| | 35 | $Y/Y_н$ | 2,65 | 6,5 | 16,6 | 62,8 | 65 | 478 |
| | | $Y/Z_н$ | 3,1 | 6,8 | 19,3 | 65,2 | 68 | 203 |
| 250 | 10 | $Y/Y_н$ | 3,7 | 4,5 | 9,4 | 27,2 | 28,7 | 312 |
| | | $Y/Z_н$ | 4,2 | 4,7 | 10,8 | 28 | 30 | 90 |
| | 35 | $Y/Y_н$ | 3,7 | 6,5 | 9,4 | 40,5 | 46 | 305 |
| | | $Y/Z_н$ | 4,2 | 6,8 | 10,8 | 42,2 | 43,6 | 130 |
| 400 | 10 | $Y/Y_н$ | 5,5 | 4,5 | 5,5 | 17,1 | 18 | 195 |
| | | $Д/Y_н$ | 5,9 | 4,5 | 5,9 | 17 | 18 | 56 |
| | 35 | $Y/Y_н$ | 5,5 | 6,5 | 5,5 | 25,4 | 26 | 181 |
| 630 | 10 | $Y/Y_н$ | 7,6 | 5,5 | 3,1 | 13,6 | 14 | 129 |
| | | $Д/Y_н$ | 8,5 | 5,5 | 3,4 | 13,5 | 14 | 42 |
| | 35 | $Y/Y_н$ | 7,6 | 6,5 | 3,1 | 16,2 | 16,5 | 121 |
| 1000 | 10 | $Y/Y_н$ | 12,2 | 5,5 | 2 | 8,5 | 8,8 | 81 |
| | | $Д/Y_н$ | — | — | — | — | — | 27 |
| | 35 | $Y/Y_н$ | 12,2 | 6,5 | 2 | 10,2 | 10,4 | 77 |
| | 20 | $Д/Y_н$ | — | — | — | — | — | 32 |
| 1600 | 10 | $Y/Y_н$ | 18 | 5,5 | 1 | 5,4 | 5,4 | 54 |
| | | $Д/Y_н$ | — | — | — | — | — | 16,5 |
| | 35 | $Y/Y_н$ | 18 | 6,5 | 1 | 6,4 | 6,5 | 51 |
| | 10 | $Д/Y_н$ | — | — | — | — | — | 19,5 |

Примечание При напряжении 220/127 В сопротивления уменьшают в 3 раза.

суммарное сопротивление системы $x_{рез,с}$ до цехового трансформатора принимают равным нулю. При определении токов КЗ в сетях до 1 кВ целесообразно расчет вести в именованных единицах, выражая сопротивления в миллиомах (1 мОм = $10^{-3}$ Ом), мощность в киловольт-амперах (кВ·А), ток в килоамперах (кА), напряжение в киловольтах (кВ).

Активное и индуктивное сопротивления трансформаторов, приведенные к напряжению ступени КЗ, определяют из формул, мОм,

$$\left.\begin{aligned} r_{т,ц} &= \frac{\Delta P_к U_{ном}^2}{S_{ном,т}^2}\cdot 10^6; \\ x_{т,ц} &= \sqrt{z_{т,ц}^2 - r_{т,ц}^2} = \\ &= \sqrt{\left(\frac{u_к}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_к}{S_{ном,т}}\right)^2}\,\frac{U_{ном}^2}{S_{ном,т}}\cdot 10^6, \end{aligned}\right\} \quad (8.80)$$

где $\Delta P_к$ – мощность потерь КЗ трансформатора, кВт; $U_{ном}$ – номинальное линейное напряжение обмотки низшего напряжения, кВ; $S_{ном,т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А; $u_к$ – напряжение КЗ трансформатора, %.

Таблица 8.11. **Активное и индуктивное сопротивления плоских шин**

| Размеры шин, мм | Сопротивление, мОм/м | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | активное при 65 °С | | индуктивное (медь и алюминий), при среднегеометрическом расстоянии между фазами, мм | | | |
| | медь | алюминий | 100 | 150 | 200 | 300 |
| 25 × 3 | 0,268 | 0,457 | 0,179 | 0,2 | 0,295 | 0,244 |
| 30 × 3 | 0,223 | 0,394 | 0,163 | 0,189 | 0,206 | 0,235 |
| 30 × 4 | 0,167 | 0,296 | 0,163 | 0,189 | 0,206 | 0,235 |
| 40 × 4 | 0,125 | 0,222 | 0,145 | 0,170 | 0,189 | 0,214 |
| 40 × 5 | 0,1 | 0,177 | 0,145 | 0,170 | 0,189 | 0,214 |
| 50 × 5 | 0,08 | 0,142 | 0,137 | 0,156 | 0,18 | 0,200 |
| 50 × 6 | 0,067 | 0,118 | 0,137 | 0,156 | 0,18 | 0,200 |
| 60 × 6 | 0,056 | 0,099 | 0,119 | 0,145 | 0,163 | 0,189 |
| 60 × 8 | 0,042 | 0,074 | 0,119 | 0,145 | 0,163 | 0,189 |
| 80 × 8 | 0,031 | 0,055 | 0,102 | 0,126 | 0,145 | 0,17 |
| 80 × 10 | 0,025 | 0,044 | 0,102 | 0,126 | 0,145 | 0,17 |
| 100 × 10 | 0,02 | 0,035 | 0,09 | 0,113 | 0,133 | 0,157 |

Примечание Индуктивное сопротивление подсчитано по формуле $x = 0{,}145 \lg \frac{a_{ср}}{0{,}25h}$, где $h$ – наибольший размер стороны поперечного сечения шины, $a_{ср} = \sqrt[3]{a_{12}a_{13}a_{23}}$ – среднегеометрическое расстояние при трехпроводной системе

Таблица 8.12. **Активное и индуктивное сопротивления фазы и петли фаза–нуль комплектных шинопроводов напряжением до 1 кВ**

| Тип шинопровода | Номинальный ток, А | Электродинамическая стойкость, кА | Сечение, мм² | | Сопротивление фазы, мОм/м | | Сопротивление петли фаза–нуль, мОм/м | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | фазных шин | нулевого провода | активное | индуктивное | полное | активное | индуктивное |
| ШМА73 | 1600 | 70 | 2(90 × 8) | 2 × 710 | 0,031 | 0,017 | 0,123 | 0,072 | 0,098 |
| ШМА68Н | 2500 | 70 | 2(120 × 10) | 2 × 640 | 0,027 | 0,023 | — | — | — |
| ШМА68Н | 4000 | 100 | 2(160 × 12) | 2 × 640 | 0,013 | 0,02 | — | — | — |
| ШЗМ16 | 1600 | 90 | 2(100 × 8) | 1500 | 0,017 | 0,014 | 0,067 | 0,052 | 0,043 |
| ШРА73 | 250 | 15 | 35 × 5 | — | 0,20 | 0,10 | — | — | — |
| ШРА73 | 400 | 25 | 50 × 5 | — | 0,13 | 0,10 | — | — | — |
| ШРА73 | 630 | 35 | 80 × 5 | — | 0,085 | 0,075 | — | — | — |

Примечание. Шинопроводы ШМА и ШЗМ – на 660 В, ШРА – 380/220 В.

Значения активных и индуктивных сопротивлений трансформаторов приведены в табл. 8.10. Сопротивления шин и шинопроводов указаны в табл. 8.11 и 8.12. Сопротивления проводов и кабелей даны в табл. 8.13. При отсутствии данных можно принять удельное индуктивное сопротивление воздушных линий равным $x_{0в} = 400$ мОм/км; для кабельных линий $x_{0к} = 70$ мОм/км. Удельное активное сопротивление воздушных и кабельных линий можно определить из (8.29), где для получения значения удельного сопротивления в миллиомах необходимо умножить величину $r_0$ на $10^3$. Сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока приведены в табл. 8.14, сопротивления токовых катушек расцепителей автоматических выключателей, а также переходные сопротивления контактов аппаратов приведены в табл. 8.15.

Таблица 8.13. **Активное и индуктивное сопротивления проводов и кабелей с алюминиевыми и медными жилами (на напряжение до 500 В) при номинальной нагрузке**

| Сечение, мм² | Сопротивление, мОм/м | | | |
|---|---|---|---|---|
| | активное | | индуктивное | |
| | алюминий | медь | провода, открыто проложенные | провода в трубах, кабели |
| 1,5 | 22,2 | 13,35 | — | 0,11 |
| 2,5 | 13,3 | 8 | — | 0,09 |
| 4 | 8,35 | 5 | 0,33 | 0,1 |
| 6 | 5,55 | 3,33 | 0,32 | 0,09 |
| 10 | 3,33 | 2 | 0,31 | 0,07 |
| 16 | 2,08 | 1,25 | 0,29 | 0,07 |
| 25 | 1,33 | 0,8 | 0,27 | 0,07 |
| 35 | 0,95 | 0,57 | 0,26 | 0,06 |
| 50 | 0,67 | 0,4 | 0,25 | 0,06 |
| 70 | 0,48 | 0,29 | 0,24 | 0,06 |
| 95 | 0,35 | 0,21 | 0,23 | 0,06 |
| 120 | 0,28 | 0,17 | 0,22 | 0,06 |
| 150 | 0,22 | 0,13 | 0,21 | 0,06 |
| 185 | 0,18 | 0,11 | 0,21 | 0,06 |
| 240 | — | 0,08 | 0,2 | — |
| 300 | 0,12 | 0,07 | 0,19 | 0,06 |

Примечание. Активное сопротивление провода определено из соотношений: для меди $r = \frac{1}{50\,s}\cdot 10^3$; для алюминия $r = \frac{1}{30\,s}\cdot 10^3$.

Таблица 8.14. **Средние значения сопротивлений первичных обмоток трансформаторов тока типа ТКФ**

| Коэффициент трансформации | Сопротивления, мОм, трансформаторов тока | | | |
|---|---|---|---|---|
| | ТКФ-1 | | ТКФ-3 | |
| | $r$ | $x$ | $r$ | $x$ |
| 50/5 | 7 | 11 | 3 | 2,8 |
| 75/5 | 3 | 4,8 | 1,3 | 1,2 |
| 100/5 | 1,7 | 2,7 | 0,75 | 0,7 |
| 150/5 | 0,75 | 1,2 | 0,33 | 0,3 |
| 200/5 | 0,42 | 0,67 | 0,19 | 0,17 |
| 300/5 | 0,2 | 0,3 | 0,08 | 0,08 |
| 400/5 | 0,11 | 0,17 | 0,05 | 0,04 |
| 600/5 | 0,05 | 0,07 | 0,02 | 0,02 |

Определение токов короткого замыкания. Начальное значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ определяют по формуле

$$I_{п0} = I_к = \frac{U_{с.ном}}{\sqrt{3}\sqrt{r_\Sigma^2 + x_\Sigma^2}}\cdot 10^3, \qquad (8.81)$$

Таблица 8.15. **Средние значения сопротивлений отключающих аппаратов**

| Номинальный ток, А | Сопротивления расцепителей автоматических выключателей при 65 °С, мОм | | Переходные сопротивления контактов, мОм | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | $r$ | $x$ | автоматических выключателей | рубильников | разъединителей |
| 50 | 5,5 | 2,7 | 1,3 | — | — |
| 70 | 2,35 | 1,3 | 1 | — | — |
| 100 | 1,3 | 0,85 | 0,75 | 0,5 | — |
| 140 | 0,74 | 0,55 | 0,65 | — | — |
| 200 | 0,36 | 0,28 | 0,6 | 0,4 | — |
| 400 | 0,15 | 0,1 | 0,4 | 0,4 | 0,2 |
| 600 | 0,12 | 0,084 | 0,25 | 0,15 | 0,15 |
| 1000 | — | — | — | 0,08 | 0,08 |
| 2000 | — | — | — | | 0,03 |

где $U_{с.ном}$ – среднее номинальное линейное напряжение ступени, где рассматривается КЗ, кВ; $r_\Sigma$, $x_\Sigma$ – суммарные активное и реактивное сопротивления короткозамкнутой цепи, определяемые как

$$r_\Sigma = r_{т.ц} + r_а + r_{т.т} + r_ш + r_к + r_{к.с};$$

$$x_\Sigma = x_{рез.с} + x_{т.ц} + x_а + x_{т.т} + x_ш + x_к.$$

Суммарное сопротивление питающей сети напряжением выше 1 кВ $x_{рез.с}$ приводят к ступени, где рассматривается КЗ согласно (8.15). Ударный ток КЗ определяют по формуле

$$i_у = k_у\sqrt{2}I_к. \qquad (8.82)$$

Значения ударного коэффициента $k_у$ определяют по кривой рис. 8.3 по отношению $x_\Sigma/r_\Sigma$ или постоянной времени затухания апериодической составляющей $T_а = x_\Sigma/(314r_\Sigma)$. Действующее значение полного тока КЗ за первый период определяют по формуле

$$I_у = I_к\sqrt{1 + 2(k_у - 1)^2}. \qquad (8.83)$$

При $k_у \leqslant 1{,}3$ более точное значение $I_у$ находят по формуле

$$I_у = I_к\sqrt{1 + 50T_а}. \qquad (8.84)$$

Если не требуется точное определение ударного тока КЗ, то принимают $k_у = 1{,}3$ при КЗ на главных распределительных щитах, которые питаются от трансформаторов мощностью 630 – 1000 кВ·А при $u_к = 5{,}5\%$. Для трансформаторов мощностью 100 – 400 кВ·А $u_к = 5{,}5\%$; $k_у = 1{,}2$. Если КЗ происходит в более удаленных точках, то принимают $k_у = 1$.

Таблица 8.16. **Полное сопротивление цепи фаза—нуль алюминиевого четырехжильного кабеля без металлической оболочки и четырехпроводной линии с алюминиевыми проводами, расположенными пучком**

| Сечение фазного провода, мм² | Полное сопротивление $z_п$ для сечения нулевого провода, мм² | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2,5 | 4 | 6 | 10 | 16 | 25 | 35 | 50 | 70 | 95 | 120 |
| 2,5 | 29,64 | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| 4 | 24,08 | 18,52 | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| 6 | — | 15,43 | 12,34 | 9,88 | — | — | — | — | — | — | — |
| 10 | — | — | 9,88 | 7,41 | 5,92 | — | — | — | — | — | — |
| 16 | — | — | — | 5,92 | 4,43 | 3,7 | 3,35 | — | — | — | — |
| 25 | — | — | — | 5,19 | 3,7 | 2,96 | 2,54 | 2,22 | — | — | — |
| 35 | — | — | — | 4,77 | 3,35 | 2,54 | 2,12 | 1,8 | 1,59 | — | — |
| 50 | — | — | — | — | 3,06 | 2,22 | 1,8 | 1,48 | 1,27 | 1,13 | — |
| 70 | — | — | — | — | — | 2,02 | 1,59 | 1,27 | 1,09 | 0,92 | — |
| 95 | — | — | — | — | — | — | 1,45 | 1,13 | 0,92 | 0,78 | — |
| 120 | — | — | — | — | — | — | 1,37 | 1,05 | 0,84 | 0,7 | 0,62 |
| 150 | — | — | — | — | — | — | — | 0,99 | 0,82 | 0,67 | 0,52 |
| 240 | — | — | — | — | — | — | — | 0,95 | 0,53 | 0,59 | 0,51 |

Таблица 8.17. **Полное сопротивление цепи фаза—алюминиевая оболочка трехжильных кабелей с бумажной изоляцией**

| Сечение жил кабеля, мм² | Полное сопротивление $z_п$, Ом/км, для кабелей | | | |
|---|---|---|---|---|
| | медных АГ, АБ | алюминиевых ААГ, ААБ | медных $АШ_в$ | алюминиевых $ААШ_в$ |
| 3 × 6 | 5,02 | 7,71 | 4,98 | 7,67 |
| 3 × 10 | 3,33 | 4,95 | 3,31 | 4,92 |
| 3 × 16 | 2,95 | 3,36 | 2,31 | 3,33 |
| 3 × 25 | 1,81 | 2,46 | 1,79 | 2,44 |
| 3 × 35 | 1,39 | 1,85 | 1,37 | 1,83 |
| 3 × 50 | 1,09 | 1,42 | 1,07 | 1,4 |
| 3 × 70 | 0,84 | 1,07 | 0,83 | 1,06 |
| 3 × 95 | 0,67 | 0,84 | 0,66 | 0,83 |
| 3 × 120 | 0,57 | 0,71 | 0,56 | 0,7 |
| 3 × 150 | 0,42 | 0,53 | 0,44 | 0,54 |
| 3 × 185 | 0,36 | 0,45 | 0,36 | 0,45 |
| 3 × 240 | 0,31 | 0,37 | 0,29 | 0,36 |

Влияние асинхронных двигателей учитывают в том случае, если они непосредственно подключены к точке КЗ.

В соответствии с [47] начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от асинхронных двигателей $I_{к,д}$ определяют по формуле

$$I_{к,д} = I_{п,до} = \frac{E''_{0д}}{\sqrt{(x''_d + x_{вн})^2 + (r_д + r_{вн})}}, \quad (8.85)$$

где $E''_{0д}$ – фазная сверхпереходная ЭДС двигателя, кВ; $x''_d$, $r_д$ и $x_{вн}$, $r_{вн}$ – соответственно сверхпереходные индуктивные и активные сопротивления двигателя, а также сопротивления внешней сети присоединения двигателя, мОм.

Величины, входящие в (8.85), определяют следующим образом:

$$E''_{0д} = \sqrt{(U_{ф0}\cos\varphi_0 - I_0 r_д)^2 + (U_{ф0}\sin\varphi_0 - I_0 x''_d)^2}, \quad (8.86)$$

где $U_{ф0}$, $I_0$, $\cos\varphi_0$ – величины предшествующего режима – соответственно фазное напряжение, В, ток статора, А, угол между векторами напряжения и тока статора (принимают равными $U_{ф0} = U_{ф,ном}$; $I_0 = I_{ном}$; $\cos\varphi_0 = \cos\varphi_{ном}$); $r_д$, $x''_d$ – в омах. Величину $E''_{0д}$ при отсутствии сведений можно принять равной 0,9 или $0{,}9U_{ф,ср}$, кВ.

Активное сопротивление асинхронного двигателя $r_д$ при КЗ

$$r_д = r_1 + r'_2/C_2, \quad (8.87)$$

где $r_1$ – активное сопротивление статора, мОм; $C_2$ – коэффициент, равный 1,04; $r'_2$ – активное сопротивление ротора, приведенное к статору, мОм, определяется из выражения

$$r'_2 = \frac{M_{пуск*}(P_{ном} + \Delta P_{мех})C_2^2}{3I^2_{пуск*}I_{ном}(1 - s_{ном})}; \quad (8.88)$$

здесь $M_{пуск*} = M_{пуск}/M_{ном}$; $I_{пуск*} = I_{пуск}/I_{ном}$ – соответственно кратности пускового момента и пускового тока; $P_{ном}$, $I_{ном}$ – номинальные мощность, кВт, и ток, А; $\Delta P_{мех}$ – механические потери двигателя, принимаемые равными $0{,}01P_{ном}$; $s_{ном}$ – номинальное скольжение двигателя, отн. ед.

Таблица 8.18. **Полное сопротивление цепи фаза трехжильного алюминиевого кабеля с резиновой или пластмассовой изоляцией — стальная полоса**

| Сечение жил кабеля, мм² | Расстояние между полосой и кабелем, м | Полное сопротивление цепи $z_п$, Ом/км, при токах, А | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 100 | 200, 300 | 1500 | 100 | 200 | 300, 400 | 2500 | 100 | 200 | 300 | 600, 3000 | 200 | 400 | 600, 3000 |
| | | для полосы размером, мм | | | | | | | | | | | | | |
| | | 25 × 3 | | | 40 × 4 | | | | 60 × 4 | | | | 80 × 4 | | |
| 3 × 6 | 0,2 | 11,22 | 10,13 | — | 9,53 | 8,77 | 8,34 | — | 8,76 | 8,33 | 8,03 | — | 9,06 | 7,66 | — |
| | 0,8 | 11,22 | 10,17 | — | 9,57 | 8,8 | 8,37 | — | 8,8 | 8,37 | 8,06 | — | 9,08 | 7,69 | — |
| 3 × 10 | 0,2 | 8,71 | 7,64 | 6,8 | 7,03 | 6,24 | 5,8 | — | 6,24 | 5,8 | 5,49 | 5,09 | 5,6 | 5,12 | — |
| | 0,8 | 8,77 | 7,7 | 6,85 | 7,08 | 6,29 | 5,85 | — | 6,29 | 5,84 | 5,53 | 5,13 | 5,64 | 5,16 | — |
| 3 × 16 | 0,2 | 7,35 | 6,27 | 5,42 | 5,65 | 4,86 | 4,41 | 3,96 | 4,85 | 4,4 | 4,08 | 3,67 | 4,12 | 3,69 | 3,45 |
| | 0,8 | 7,43 | 6,34 | 5,48 | 5,72 | 4,92 | 4,47 | 4,02 | 4,91 | 4,46 | 4,14 | 3,73 | 4,18 | 3,74 | 3,5 |
| 3 × 25 | 0,2 | 6,5 | 5,47 | 4,62 | 4,85 | 4,04 | 3,59 | 3,14 | 4,04 | 3,58 | 3,26 | 2,84 | 3,29 | 2,86 | 2,61 |
| | 0,8 | 6,64 | 5,55 | 4,69 | 4,93 | 4,12 | 3,66 | 3,21 | 4,11 | 3,65 | 3,33 | 2,91 | 3,36 | 2,93 | 2,68 |
| 3 × 35 | 0,2 | 6,16 | 5,07 | 4,22 | 4,45 | 3,64 | 3,18 | 2,73 | 3,63 | 3,17 | 2,85 | 2,43 | 2,89 | 2,45 | 2,2 |
| | 0,8 | 6,25 | 4,17 | 4,3 | 4,53 | 3,73 | 3,27 | 2,81 | 3,71 | 3,26 | 2,93 | 2,51 | 2,96 | 2,53 | 2,28 |
| 3 × 50 | 0,2 | 5,87 | 4,78 | 3,92 | 4,15 | 3,34 | 2,82 | 2,43 | 3,34 | 2,87 | 2,55 | 2,13 | 2,58 | 2,15 | 1,9 |
| | 0,8 | 5,96 | 4,87 | 4 | 4,24 | 3,44 | 2,98 | 2,52 | 3,42 | 2,97 | 2,64 | 2,23 | 2,67 | 2,24 | 1,99 |
| 3 × 70 | 0,2 | 5,67 | 4,64 | 3,73 | 3,96 | 3,15 | 2,69 | 2,24 | 3,14 | 2,68 | 2,36 | 1,94 | 2,39 | 1,95 | 1,71 |
| | 0,8 | 5,77 | 4,68 | 3,82 | 4,05 | 3,25 | 2,79 | 2,34 | 3,23 | 2,78 | 2,46 | 2,04 | 2,48 | 2,05 | 1,8 |
| 3 × 95 | 0,2 | 5,55 | 4,46 | 3,61 | 3,83 | 3,02 | 2,57 | 2,12 | 3,02 | 2,55 | 2,23 | 1,81 | 2,27 | 1,83 | 1,58 |
| | 0,8 | 5,64 | 4,56 | 3,69 | 3,43 | 3,12 | 2,67 | 2,22 | 3,11 | 2,66 | 2,33 | 1,92 | 2,36 | 1,93 | 1,68 |
| 3 × 120 | 0,2 | 5,47 | 4,38 | 3,53 | 3,75 | 2,95 | 2,49 | 2,04 | 2,94 | 2,48 | 2,16 | 1,74 | 2,19 | 1,75 | 1,51 |
| | 0,8 | 5,57 | 4,48 | 3,62 | 3,85 | 3,05 | 2,6 | 2,15 | 3,04 | 2,58 | 2,26 | 1,84 | 2,29 | 1,86 | 1,6 |
| 3 × 150 | 0,2 | 5,41 | 4,32 | 3,47 | 3,69 | 2,88 | 2,43 | 1,98 | 2,88 | 2,42 | 2,1 | 1,68 | 2,13 | 1,7 | 1,47 |
| | 0,8 | 5,51 | 4,42 | 3,57 | 3,8 | 2,99 | 2,54 | 2,09 | 2,98 | 2,53 | 2,21 | 1,72 | 2,23 | 1,8 | 1,56 |
| 3 × 185 | 0,2 | 5,36 | 4,28 | 3,42 | 3,65 | 2,84 | 2,39 | 1,94 | 2,84 | 2,37 | 2,05 | 1,64 | 2,09 | 1,65 | 1,41 |
| | 0,8 | 5,46 | 4,38 | 3,52 | 3,75 | 2,95 | 2,5 | 2,05 | 2,93 | 2,48 | 2,16 | 1,75 | 2,19 | 1,76 | 1,52 |
| 3 × 240 | 0,2 | 5,32 | 4,23 | 3,38 | 3,6 | 2,8 | 2,35 | 1,9 | 2,79 | 2,33 | 2,01 | 1,59 | 2,04 | 1,61 | 1,36 |
| | 0,9 | 5,42 | 4,33 | 3,48 | 3,71 | 2,91 | 2,45 | 2,01 | 2,89 | 2,44 | 2,12 | 1,71 | 2,15 | 1,72 | 1,48 |

Таблица 8.19. **Средние значения индуктивных сопротивлений петли прямого и обратного проводов или жил кабеля, выполненного из цветных металлов, Ом/км**

| Условия прокладки | Индуктивное сопротивление |
|---|---|
| Кабельные линии до 1 кВ или провода, проложенные в трубах | 0,15 |
| Изолированные провода на роликах | 0,4 |
| Провода на изоляторах внутри помещений или по наружным стенам здания | 0,5 |
| Воздушные линии до 1 кВ | 0,6 |

Сверхпереходное индуктивное сопротивление асинхронного двигателя находят по формуле, мОм,

$$x''_d = \sqrt{\left(\frac{U_{ф,ном}\cdot 10^3}{I_{пуск*} I_{ном}}\right)^2 - r_д^2}, \qquad (8.89)$$

где $U_{ф,ном}$ — номинальное фазное напряжение двигателя, В.

Ударный ток КЗ от электродвигателя, кА,

$$i_{у,д} = \sqrt{2}\, k_{у,д} I_{к,д}, \qquad (8.90)$$

где $k_{у,д}$ — ударный коэффициент двигателя, определяемый из выражения

$$k_{у,д} = e^{-\frac{0{,}01}{T_р}} + e^{-\frac{0{,}01}{T_{а,д}}}; \qquad (8.91)$$

здесь $T_р$ — расчетная постоянная времени периодической составляющей тока статора, с; $T_{а,д}$ — постоянная времени затухания апериодической составляющей тока статора, с;

$$T_р = \frac{x''_d + x_{вн}}{\omega r'_2}; \quad T_{а,д} = \frac{x''_d + x_{вн}}{\omega(r_1 + r_{вн})}. \qquad (8.92)$$

При отсутствии исходных данных для расчета тока КЗ от асинхронных двигателей по (8.85) их влияние можно учесть приближенно из следующего соотношения:

$$I_{к,д} = I_{п,д0} = \frac{0{,}9}{x''_d} I_{ном,д}, \qquad (8.93)$$

где сверхпереходное сопротивление $x''_d$ можно принять равным 0,2, тогда $I_{к,д} = 4{,}5I_{ном,д}$.

Ударный ток $i_{у,д}$ от асинхронного двигателя

$$i_{у,д} = \sqrt{2}I_{к,д} = 6{,}5I_{ном,д}. \qquad (8.94)$$

Токи КЗ от питающей сети и асинхронных двигателей, подключенных к месту КЗ, равны

$$\left.\begin{aligned} I'' &= I_к + 4{,}5I_{ном,д,\Sigma};\\ I_у &= \sqrt{2}k_у I_к + 6{,}5I_{ном,д,\Sigma};\\ I_у &= qI_к + 5I_{ном,д,\Sigma}, \end{aligned}\right\} \qquad (8.95)$$

где $I_{ном,д,\Sigma}$ – суммарный номинальный ток двигателей; $q$ и $k_у$ – коэффициенты, определяемые согласно § 8.4.

Определение двух- и однофазных токов КЗ. Ток двухфазного КЗ в сети низкого напряжения составляет 87% тока трехфазного КЗ, найденного без учета влияния двигателей. Учет влияния двигателей в данном случае не требуется. Однофазные токи КЗ рассчитывают для проверки работоспособности аппаратов защиты при минимально возможных токах КЗ в сети.

Ток однофазного КЗ согласно ПУЭ определяют по приближенной формуле, кА,

$$I'_к = \frac{U_{ф,ном}\cdot 10^3}{z_п + \dfrac{z_т^{(1)}}{3}}, \qquad (8.96)$$

где $U_{ф,ном}$ – фазное номинальное напряжение сети, кВ; $z_п = \sqrt{r_п^2 + x_п^2}$ – полное сопротивление петли фаза – нуль, которое включает в себя сопротивление шин, шинопроводов, проводов и кабелей, аппаратов и контактов, мОм; $z_т^{(1)}$ – полное сопротивление трансформатора при однофазном КЗ, мОм.

Величины $z_т^{(1)}$ при различных схемах соединения трансформаторов приведены в табл. 8.10. В табл. 8.12 и 8.16 – 8.19 приведены полные сопротивления петли фаза – нуль шинопроводов, кабелей и проводов. Полные сопротивления петли фаза – нуль воздушных линий приведены в [50].

## 8.8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ПО НОМОГРАММАМ

Для выбора и проверки электрических аппаратов и оценки ожидаемого тока КЗ можно принять напряжение на шинах высшего напряжения ГПП постоянным (в момент КЗ) и равным номинальному. В этом случае сопротивление цепи КЗ складывается из сопротивления трансформатора, линии и реактора (при его наличии). Определив $x_{расч*}$, отнесенную к номинальной мощности установленного на ГПП трансформатора, по номограмме рис. 8.26 получаем значения $i_у$, $I_у$, $I_\infty$ и $S_к$. Для определения токов КЗ на стороне низшего напряжения (на шинах) цеховых трансформаторов мощностью до 1600 кВ·А включительно используют номограммы рис. 8.27.

По кривым рис. 8.28 определяют токи трехфазного КЗ в сетях, выполненных кабелями или проводами в трубах, которые питаются от шин КТП мощностью 400 – 2500 кВ·А с вторичным напряжением 0,4 кВ и напряжением КЗ $u_к = 5{,}5\%$.

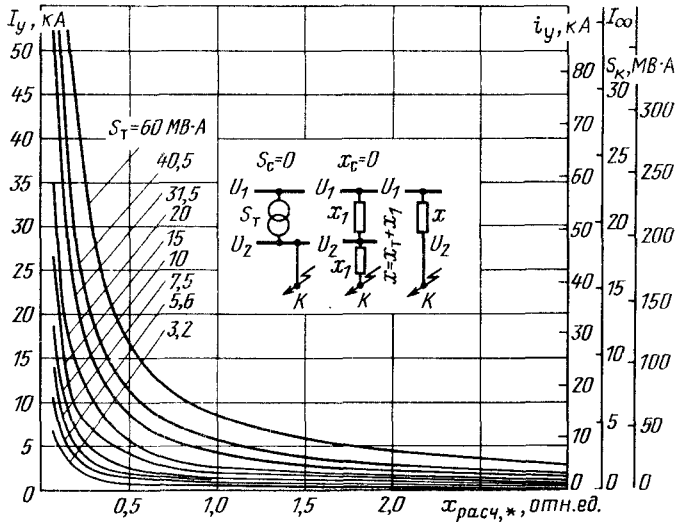



Рис. 8.26. Номограмма для определения $i_у$, $I_у$, $I_\infty$, $S_к$ по упрощенным методам расчета токов КЗ:

$x_т$ – сопротивление трансформатора, отн. ед. ($S_б = S_{ном,т}$); $x_1$ – сопротивление реактора, линий, отнесенное к мощности трансформатора, отн. ед.; $x$ – суммарное сопротивление цепи КЗ, отн. ед.; $U_1 = 35 \div 110$ кВ; $U_2 = 6$ кВ; при напряжениях $U_2 = 10$, 20 или 35 кВ для токов КЗ вводятся коэффициенты $k = 6/10$; $6/20$; $6/35$

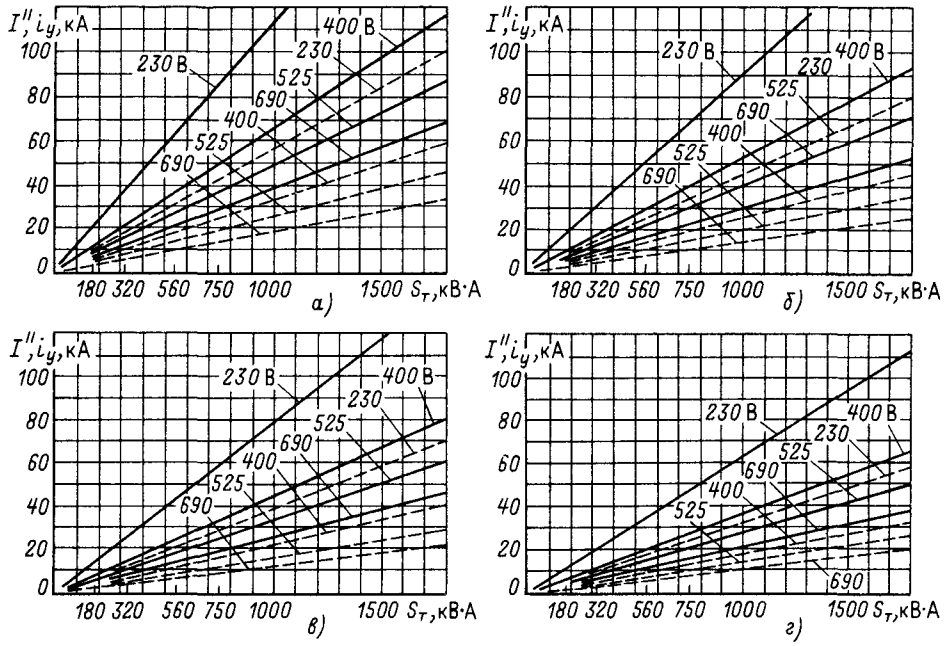



Рис. 8.27. Номограммы для определения токов КЗ на вторичной стороне цеховых трансформаторов напряжением до 0,69 кВ, мощностью $S_{ном,т}$ до 1600 кВ·А и $k_у = 1{,}4$:
*а* – для трансформаторов с $u_к = 4{,}5\%$; *б* – то же с $u_к = 5{,}5\%$; *в* – то же с $u_к = 6{,}5\%$; *г* – то же с $u_к = 8\%$; сплошная линия – значение ударного тока КЗ, пунктир – действующее значение периодической составляющей тока КЗ

## 8.9. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

**Пример 8.1.** Определить токи КЗ в точке *К* схемы рис. 8.29, *а*.

Решение. 1. Выбираем базисные величины: $S_б = 100$ тыс. кВ·А, $U_б = 6{,}3$ кВ;

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}\,U_б} = \frac{100\,000}{1{,}73 \cdot 6{,}3} \approx 9{,}2 \text{ кА}.$$

2. Составляем схему замещения (рис. 8.29, *б*). Определяем и приводим сопротивления к базисной мощности:

$$x_1 = 0{,}125 \cdot \frac{100}{50:0{,}8} = 0{,}125 \cdot \frac{100}{62{,}5} = 0{,}2;$$

$$x_2 = 0{,}075 \cdot \frac{100}{10} = 0{,}75;$$

$$x_3 = 0{,}20 \cdot \frac{100}{12:0{,}8} = 0{,}20 \cdot \frac{100}{15} = 1{,}33;$$

$$x_4 = 0{,}075 \cdot \frac{100}{15} = 0{,}5;$$

$$x_5 = 0{,}4 \cdot 10 \cdot \frac{100}{37^2} = 0{,}29;$$

$$x_6 = 0{,}4 \cdot 20 \cdot \frac{100}{37^2} = 0{,}58;$$

$$x_7 = 0{,}065 \cdot \frac{100}{3} = 2{,}17;$$

$$x_8 = 0{,}125 \cdot \frac{100}{6:0{,}8} = 0{,}125 \cdot \frac{100}{7{,}5} = 1{,}67;$$

$$x_9 = 0{,}03 \cdot \frac{100 \cdot 6}{3 \cdot 0{,}15 \cdot 6{,}3^2} = 1{,}74.$$

Выполняем некоторые упрощения и переходим к схеме рис. 8.29, *в*:

$$x_{10} = x_1 + x_2 = 0{,}2 + 0{,}75 = 0{,}95;$$

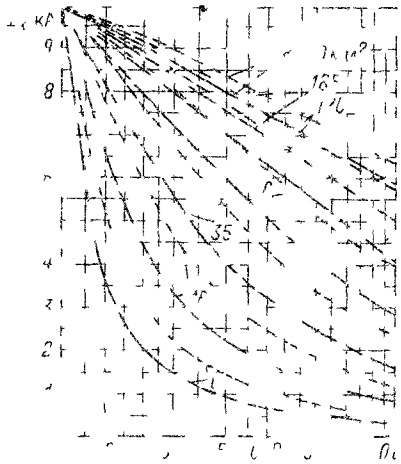
$$x_{11} = x_3 + x_4 + x_5 = 1{,}33 + 0{,}5 + 0{,}29 = 2{,}12;$$

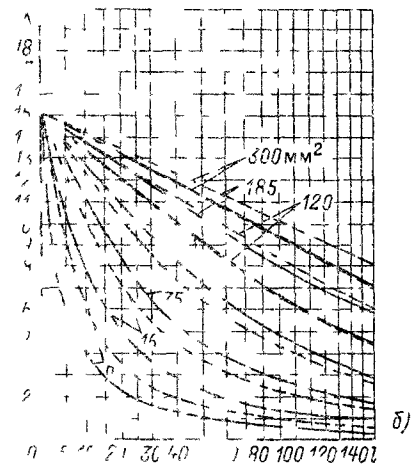
$$x_{12} = x_6 + x_7 = 0{,}58 + 2{,}17 = 2{,}75.$$

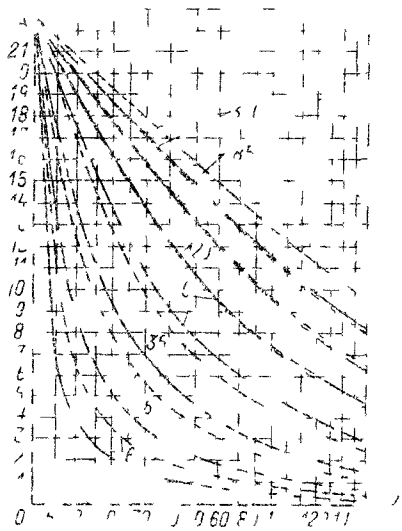
Определяем возможность объединения источников питания ТЭЦ-1 и ГЭС (источники $S_1$ и $S_2$).

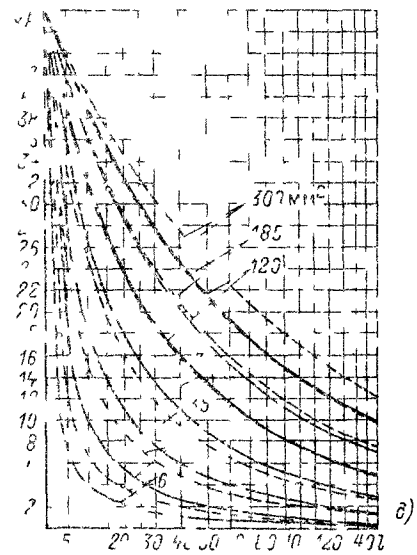
В данном случае для схемы рис. 8.29, *в*

$$\frac{S_1 x_{10}}{S_2 x_{11}} = \frac{62{,}5 \cdot 0{,}95}{15 \cdot 2{,}12} = 1{,}9,$$







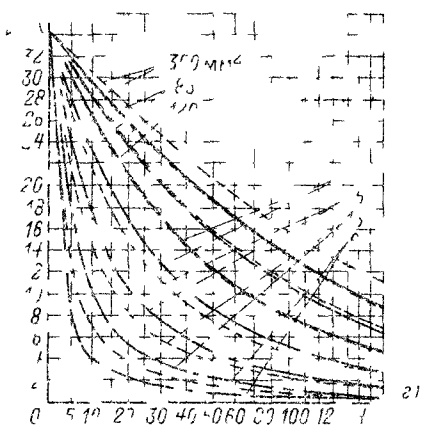



Рис 8 28 Кривые изменения трехфазного тока в цепях 0,4 кВ цеховых трансформаторов мощностью 400 – 2500 кВ А в зависимости от сечений и длин кабелей или проводов в трубах

*а* – трансформатор мощностью 400 кВ А, *б* – 630 кВ А *в* – 1000 кВ А *г* – 1600 кВ А *д* – 2500 кВ А, сплошная линия – алюминие вые жилы пунктирная – медные жилы

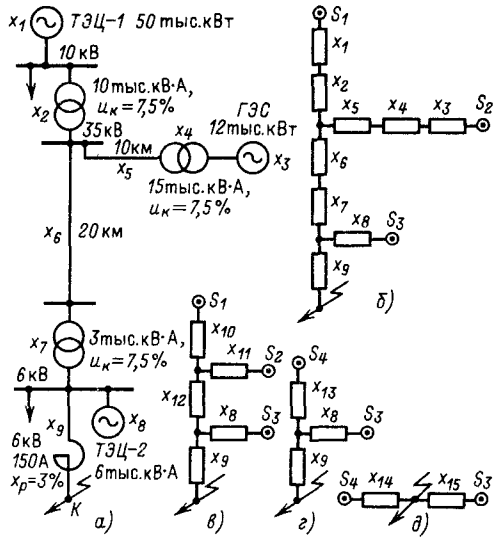



Рис. 8.29. Схема к примеру 8.1 расчета токов КЗ:

*а* – расчетная схема; *б* – *д* – схемы замещения

следовательно (см. § 8.3), можно перейти к более простой схеме рис. 8.29, *г*

$$x_{13} = x_{12} + \frac{x_{10}x_{11}}{x_{10}+x_{11}} = 2{,}75 + \frac{0{,}95\cdot 2{,}12}{0{,}95+2{,}12} = 3{,}4.$$

Для определения токов КЗ, посылаемых к месту КЗ источниками тока $S_3$ и $S_4$, переходим к схеме рис. 8.29, *д*. Пользуясь формулами перехода от звезды к треугольнику (см. табл. 8.4), определяем значения $x_{14}$ и $x_{15}$. Сопротивлением между точками $S_3$ и $S_4$, получающимся в результате преобразования звезды в треугольник, пренебрегаем, так как принято считать, что оно не влияет на ток КЗ в месте КЗ,

$$x_{14} = x_{13} + x_9 + \frac{x_8x_9}{x_{13}} = 3{,}4 + 1{,}74 + \frac{3{,}4\cdot 1{,}74}{1{,}67} \approx 8{,}7;$$

$$x_{15} = x_8 + x_9 + \frac{x_8x_9}{x_{13}} = 1{,}67 + 1{,}74 + \frac{1{,}67\cdot 1{,}74}{3{,}4} \approx 4{,}2.$$

Обе цепи находятся в различных условиях, так как

$$\frac{S_4x_{14}}{S_3x_{15}} = \frac{77{,}5\cdot 8{,}7}{7{,}5\cdot 4{,}2} \approx 22.$$

Следовательно, объединить эти цепи нельзя, и расчет проводят по индивидуальному изменению (затуханию) тока.

Расчетное сопротивление для цепи питания от системы

$$x_{14} = 8{,}7\cdot\frac{77{,}5}{100} \approx 6{,}75.$$

Так как $x_{\text{расч}*}$ системы больше трех, то согласно § 8.5 периодическая слагающая для всех моментов времени

$$I_к = \frac{I_\Sigma}{x_{\text{расч}*}} = \frac{7{,}1}{6{,}75} = 1{,}05 \text{ кА};$$

$$I_\Sigma = \frac{77{,}5}{\sqrt{3}\,6{,}3} = 7{,}1 \text{ кА};$$

расчетное сопротивление для цепи ТЭЦ-2

$$x_{15} = 4{,}2\cdot\frac{7{,}5}{100} \approx 0{,}3;$$

кратности интересующих нас токов, найденные по расчетным кривым в предположении наличия у турбогенераторов АРВ (рис. 8.10), равны $k'' = I_{п0*} = 3{,}3$; $k_{0\,2} = I_{п0\,2*} = 2{,}5$; $k_\infty = I_{п\infty*} = 2{,}3$.

Токи КЗ, поступающие к месту КЗ от генератора ТЭЦ-2,

$$I'' = k''I_{\text{ном, г}} = 3{,}3\cdot 0{,}69 = 2{,}28 \text{ кА};$$

$$I_{0\,2} = k_{0\,2}I_{\text{ном, г}} = 2{,}5\cdot 0{,}69 = 1{,}73 \text{ кА};$$

$$I_\infty = k_\infty I_{\text{ном, г}} = 2{,}3\cdot 0{,}69 = 1{,}59 \text{ кА};$$

номинальный ток генератора ТЭЦ-2

$$I_{\text{ном, г}} = \frac{7{,}5}{\sqrt{3}\cdot 6{,}3} = 0{,}69 \text{ кА}.$$

Токи трехфазного КЗ в месте КЗ

$$I'' = 1{,}05 + 2{,}28 = 3{,}33 \text{ кА};$$

$$I_{0,2} = 1{,}05 + 1{,}73 = 2{,}78 \text{ кА};$$

$$I_\infty = 1{,}05 + 1{,}59 = 2{,}64 \text{ кА};$$

$$i_у = 1{,}41\cdot 1{,}8\cdot 1{,}05 + 1{,}41\cdot 1{,}91\cdot 2{,}28 \approx 8{,}82 \text{ кА};$$

$$I_у = 1{,}41\cdot 1{,}52\cdot 1{,}05 + 1{,}41\cdot 1{,}63\cdot 2{,}28 \approx 7{,}5 \text{ кА}.$$

При двухфазном КЗ (§ 8.5) расчетное сопротивление системы

$$x_{\text{расч}*}^{(2)} = 2x_{\text{расч}*} = 2\cdot 6{,}75 = 13{,}5.$$

Кратности соответствующих токов прямой последовательности от системы

$$k_с''^{(2)} = k_{0,2,с}^{(2)} = k_{\infty,с}^{(2)} = \frac{1}{x_{\text{расч}*}^{(2)}} = \frac{1}{13{,}5} \approx 0{,}075.$$

Ток прямой последовательности от системы при двухфазных КЗ

$$I_c^{(2)} = I_{0,2c}^{(2)} = I_{\infty,c}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I'' = 0{,}87 \cdot 1{,}05 =$$

$$= 0{,}91 \text{ кА}.$$

Расчетное сопротивление для цепи ТЭЦ-2

$$x_{\text{расч}}^{(2)} = 2x_{\text{расч}*} = 2 \cdot 0{,}3 = 0{,}6.$$

Кратности токов по расчетным кривым рис. 8.10

$$k^{(2)} = 1{,}65;\ k_{0,2}^{(2)} = 1{,}4;\ k_{\infty}^{(2)} = 1{,}65.$$

Значение токов прямой последовательности от ТЭЦ-2

$$I''^{(2)} = 1{,}65 \cdot 0{,}69 = 1{,}14 \text{ кА};$$

$$I_{0,2}^{(2)} = 1{,}4 \cdot 0{,}69 = 0{,}97 \text{ кА};$$

$$I_{\infty}^{(2)} = 1{,}65 \cdot 0{,}69 = 1{,}14 \text{ кА}.$$

Значения токов в поврежденных фазах в месте КЗ:

$$I''^{(2)} = 0{,}91 + 1{,}14 = 2{,}05 \text{ кА};$$

$$I_{0,2}^{(2)} = 0{,}91 + 0{,}97 = 1{,}88 \text{ кА};$$

$$I_{\infty}^{(2)} = 0{,}91 + 1{,}14 = 2{,}05 \text{ кА};$$

$$i_y = 1{,}8 \cdot 1{,}41 \cdot 2{,}05 = 5{,}2 \text{ кА};$$

$$I_y = 1{,}52 \cdot 1{,}41 \cdot 2{,}05 = 4{,}4 \text{ кА}.$$

**Пример 8.2.** Определить токи КЗ для точки $K$ схемы, приведенной на рис. 8.30, *а*. Электрические станции системы тепловые.

Расчетное сопротивление системы, определяемое по рис. 8.6,

$$x_1 = 0{,}5.$$

Мощность системы

$$S_{\Sigma} = \sqrt{3} \cdot 0{,}5 \cdot 16 \cdot 37 \approx 510 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Номинальный ток системы, отнесенный к напряжению 10,5 кА,

$$I_{\Sigma} = \frac{510}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 28 \text{ кА}.$$

Базисная мощность 510 МВ·А.

Приводим сопротивления к базисной мощности

$$x_2 = 0{,}07 \cdot \frac{510}{3{,}2} = 11{,}2;$$

$$x_3 = 0{,}08 \cdot 3{,}5 \cdot \frac{510}{10{,}5^2} = 1{,}3;$$

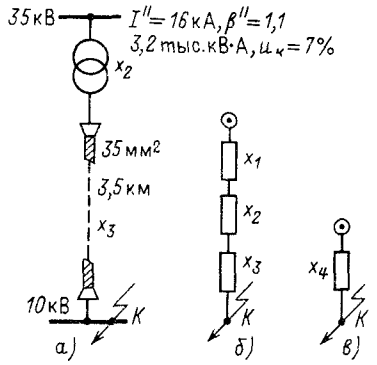



Рис. 8.30. Схема к примеру 8.2 расчета токов КЗ:

*а* – расчетная схема; *б*, *в* – схемы замещения

$$r_3 = \frac{1000}{53 \cdot 35} 3{,}5 \cdot \frac{510}{10{,}5^2} = 8{,}7.$$

Упрощая схему, переходим к рис. 8.30, *в*

$$x_4 = x_1 + x_2 + x_3 = 0{,}5 + 11{,}2 + 1{,}3 = 13;$$

$$r_3 = r_4 = 8{,}7;$$

$r_4 > \frac{1}{3} x_4$, следовательно, активное сопротивление необходимо учесть

$$z_4 = \sqrt{13^2 + 8{,}7^2} = 15{,}8.$$

Так как $S_{\text{б}} = S_{\text{ном}}$, то $z_{\text{расч}*} = z_4$.

Ток КЗ для всех моментов времени

$$I_{\text{к}} = \frac{I_{\Sigma}}{z_{\text{расч}*}} = \frac{28}{15{,}8} = 1{,}8 \text{ кА}.$$

По отношению $x_4/r_4 = 13/8{,}7 = 1{,}5$ из рис. 8.3 найдем $k_y = 1{,}13$ и соответственно

$$q = \sqrt{1 + 2(1{,}13 - 1)^2} \approx 1;$$

отсюда

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1{,}13 \cdot 1{,}8 = 2{,}9 \text{ кА};$$

$$I_y = 1 \cdot 1{,}8 = 1{,}8 \text{ кА}.$$

Расчет можно упростить, если предположить, что мощность системы $S_{\Sigma} = \infty$, тогда, выбирая $S_{\text{б}} = 3{,}2$ МВ·А, определяем

$$x_1 = 0;\ x_2 = 0{,}07;$$

$$x_3 = 0{,}08 \cdot 3{,}5 \cdot \frac{3{,}2}{10{,}5^2} = 0{,}008;$$

$$r_з = \frac{3 \cdot 500}{53 \cdot 35} = \frac{3{,}2}{10{,}5^2} = 0{,}055;$$

$$z = \sqrt{(0{,}07 + 0{,}008)^2 + 0{,}055^2} = 0{,}096;$$

$$I_к = \frac{3{,}2}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5 \cdot 0{,}096} = 1{,}85 \text{ кА},$$

т. е. на 3% больше, чем в предыдущем расчете.

**Пример 8.3.** Определить ток однофазного КЗ для $t = 1{,}5$ с в точке $K$ схемы, изображенной на рис. 8.31, *а*.

На подстанции $A$, являющейся узловым пунктом мощной энергетической системы, установлены выключатели с предельной отключаемой мощностью 2500 тыс. кВ·А.

Решение. Расчет выполняем в относительных единицах. Базисную мощность выбираем равной 100 000 кВ·А. Активным сопротивлением цепей пренебрегаем. Систему, питающую подстанцию $A$, считаем источником с неизменной ЭДС прямой последовательности $E = 1$ и внутренним сопротивлением (одинаковым для токов всех последовательностей)

$$x_с = \frac{100}{2500} = 0{,}04.$$

Составляем схему прямой последовательности (рис. 8.31, *б*).

Сопротивления линий

$$x_{1\,А,Б} = \frac{50 \cdot 0{,}4}{2} \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}07;$$

$$x_{1\,Б,В} = 25 \cdot 0{,}4 \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}07.$$

Сопротивление трансформатора подстанции $B$

$$x_{т,В} = \frac{100}{20} \cdot 0{,}105 = 0{,}52.$$

Сопротивление генератора ТЭЦ

$$x_г = 0{,}12 \cdot \frac{100 \cdot 0{,}8}{12} = 0{,}8.$$

Схему обратной последовательности не составляем. Ее эквивалентное сопротивление принимаем равным эквивалентному сопротивлению схемы прямой последовательности

$$x_{2\Sigma} = x_{1\Sigma} = \frac{(0{,}04 + 0{,}07 + 0{,}07)(0{,}52 + 0{,}8)}{(0{,}04 + 0{,}07 + 0{,}07) + (0{,}52 + 0{,}8)} = \frac{0{,}18 \cdot 1{,}32}{0{,}18 + 1{,}32} \approx 0{,}16.$$

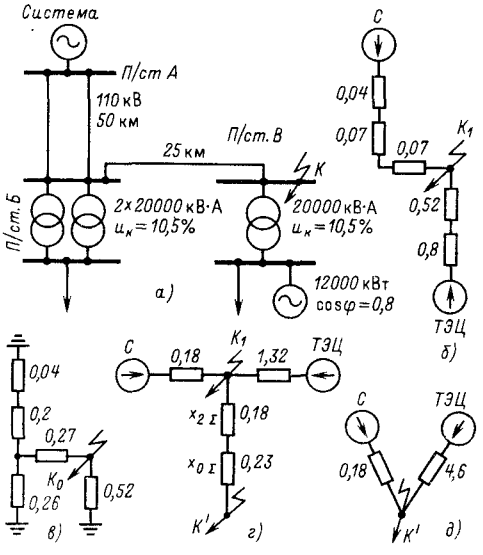



Рис. 8.31. Схема к примеру 8.3 расчета токов КЗ:

*а* – расчетная схема; *б* – *д* – схемы замещения

Составляем схему нулевой последовательности (рис. 8.31, *в*). Сопротивление линий без тросов

$$x_{0\,А,Б} = \frac{50 \cdot 1{,}1}{2} \frac{100}{115^2} \approx 0{,}2;$$

$$x_{0\,Б,В} = 25 \cdot 1{,}4 \cdot \frac{100}{115^2} \approx 0{,}27.$$

Поскольку $x_{0\Sigma} > x_{1\Sigma}$, то $I^{п(1)} < I^{п(3)}$. Тогда эквивалентное сопротивление схемы

$$x_{0\Sigma} = \frac{\left[\dfrac{(0{,}04 + 0{,}2)\,0{,}26}{(0{,}04 + 0{,}2) + 0{,}26} + 0{,}27\right] 0{,}52}{\left[\dfrac{(0{,}04 + 0{,}2)\,0{,}26}{(0{,}04 + 0{,}2) + 0{,}26} + 0{,}27\right] + 0{,}52} \approx 0{,}23.$$

На рис. 8.31, *г* дана комплексная схема. Ток прямой последовательности определяем как ток эквивалентного трехфазного КЗ в точке $K'$ комплексной схемы.

Сопротивление ветви системы (рис. 8.31, *д*)

$$x_с = 0{,}18 + (0{,}16 + 0{,}23) + \frac{0{,}18\,(0{,}16 + 0{,}23)}{1{,}32} \approx 0{,}06.$$

Ток прямой последовательности, поступающий к месту КЗ от системы,

$$I_{1с} = \frac{0{,}5}{0{,}6} \approx 0{,}83 \text{ кА},$$

где базисный ток на ступени КЗ

$$I_б = \frac{100}{\sqrt{3}\cdot 115} \approx 0{,}5 \text{ кА}.$$

Сопротивление ветви ТЭЦ

$$x_{ТЭЦ} = 1{,}32 + (0{,}16 + 0{,}23) + \\ + \frac{1{,}32(0{,}16 + 0{,}23)}{0{,}18} \approx 4{,}6.$$

Расчетное сопротивление ветви ТЭЦ

$$x_{расч} = 4{,}6 \cdot \frac{12}{100 \cdot 0{,}8} \approx 0{,}7.$$

Ток прямой последовательности поступает к месту КЗ от генератора ТЭЦ для $t = 1{,}5$ с в предположении, что турбогенераторы ТЭЦ снабжены АРВ. Поскольку $x_{0\Sigma} > x_{1\Sigma}$, то

$$I''^{(1)}_{1\,ТЭЦ} < I''^{(3)}_{ном,ТЭЦ} \text{ и}$$

$$k_{1,5} = 0{,}075 \cdot 1{,}45 = 0{,}11 \text{ кА},$$

где

$$I_{ном,ТЭЦ} = \frac{12\,000}{0{,}8\cdot\sqrt{3}\cdot 115} = 0{,}075 \text{ кА};$$

$k_{1,5} = 1{,}45$ (по расчетным кривым рис. 8.10).

Ток прямой последовательности в месте КЗ

$$I_{1к} = I_{1с} + I_{1ТЭЦ} = 0{,}83 + 0{,}11 = 0{,}94 \text{ кА}.$$

Ток однофазного КЗ для $t = 1{,}5$ с

$$I^{(1)}_{1,5} = 3I_{1к} = 3 \cdot 0{,}94 = 2{,}82 \text{ кА}.$$

**Пример 8.4.** Определить ток КЗ в точке $K$ (рис. 8.32) цеховой сети.

Трансформатор 630 кВ·А, 10 000/400 В питается от системы бесконечно большой мощности ($x_с = 0$). Шины *Ш* медные сечением 60 × 8 мм; $l = 10$ м; $a = 160$ мм; расположение шин по фазам в одной плоскости. Участки линии *Л* выполнены медными проводами, проложенными открыто по стене сечением 35 мм; $l = 50$ м.

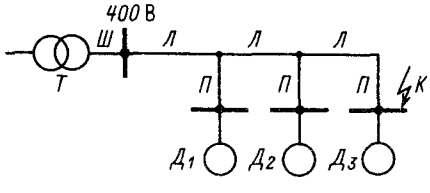



Рис. 8.32. Схема к примеру 8.4 расчета токов КЗ

Участки *П* выполнены проводами ПР16 в газовых трубах (все три провода) $l = 25$ м; $Д_1$, $Д_2$, $Д_3$ – три одинаковые группы двигателей каждый мощностью 120 кВт при $k_{п,д} = 0{,}9$; $\cos\varphi = 0{,}85$ и $U_{ном} = 380$ В.

Определяем сопротивление элементов цепи КЗ:

трансформатора по табл. 8.10

$$r_т = 3{,}4 \text{ мОм}; \quad x_т = 13{,}5 \text{ мОм};$$

шин по табл. 8.11 (при $a_{ср} = 1{,}26 \times 160 = 200$ мм)

$$r_ш = 0{,}0418 \cdot 10 = 0{,}42 \text{ мОм};$$

$$x_ш = 0{,}163 \cdot 10 = 1{,}63 \text{ мОм};$$

участков сети *Л* по табл. 8.13

$$r_л = 0{,}57 \cdot 50 = 28{,}5 \text{ мОм};$$

$$x_л = 0{,}26 \cdot 50 = 13 \text{ мОм};$$

участков проводов *П* по табл. 8.13

$$r_п = 1{,}25 \cdot 25 = 31{,}2 \text{ мОм};$$

$$x_п = 0{,}068 \cdot 25 = 1{,}7 \text{ мОм}.$$

Суммарное сопротивление цепи КЗ

$$r_\Sigma = 3{,}4 + 0{,}42 + 3 \cdot 28{,}5 + 31{,}2 = 120 \text{ мОм};$$

$$x_\Sigma = 13{,}5 + 1{,}63 + 3 \cdot 13 + 1{,}7 = 55{,}8 \text{ мОм}.$$

Ток КЗ

$$I_к = \frac{400}{\sqrt{3}\sqrt{120^2 + 55{,}8^2}} = 1{,}74 \text{ кА}.$$

Вносим поправку на уменьшение тока КЗ вследствие нагревания проводов и увеличения их активного сопротивления (см. § 8.7).

Пренебрегая увеличением сопротивления шин, определяем

$$r'_л = 3 \cdot 28{,}5\left(1 + \frac{22 \cdot 1}{1 + 0{,}004 \cdot 50} \cdot \frac{1{,}74}{36}\right)^2 = \\ = 85{,}5 \cdot 1{,}04 = 89 \text{ мОм};$$

$$r'_п = 31{,}2\left(1 + \frac{22 \cdot 1}{1 + 0{,}004 \cdot 50} \cdot \frac{1{,}74}{16}\right)^2 = \\ = 31{,}2 \cdot 1{,}22 = 38 \text{ мОм}$$

или

$$r'_\Sigma = 3{,}4 + 0{,}42 + 89 + 38 = 130{,}82 \text{ мОм}.$$

Определим ток КЗ с учетом нагрева проводов

$$I_к = \frac{400}{\sqrt{3}\sqrt{130{,}82^2 + 55{,}8^2}} = 1{,}63 \text{ кА}.$$

Так как $x_\Sigma/r_\Sigma = 55{,}8/130{,}82 \approx 0{,}4$, то $k_у = 1$ и $I_у = I_к$.

При определении ударного тока учитываем только группу двигателей $Д_3$, присоединенных к месту КЗ,

$$I_{дв} = \frac{120}{\sqrt{3}\cdot 380\cdot 0{,}9\cdot 0{,}85} = 0{,}24 \text{ кА};$$

$$i_у = k_у\sqrt{2}\,I_к + 7I_{дв} = 1.41\cdot 1{,}63 + 7\cdot 0{,}24 =$$
$$= 2{,}29 + 1{,}68 \approx 4 \text{ кА}.$$

В данном случае двигатели увеличили ударный ток КЗ на 65%.

## 8.10. РАСЧЕТЫ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ ПОСТОЯННОГО ТОКА

На промышленных предприятиях устройства постоянного тока существуют в виде сетей электроснабжения внутризаводского электрического транспорта и сетей электролизных установок. Системы постоянного тока для сигнализации и диспетчеризации в расчет не принимаются из-за их малой мощности. Процессы КЗ в сетях постоянного тока различного назначения на промышленных предприятиях принципиально одинаковы Поэтому ограничимся рассмотрением явлений при КЗ и расчета токов КЗ в сетях внутризаводского электрического транспорта.

Токи КЗ в тяговых устройствах возникают так же, как и в установках переменного тока: вследствие пробоя изоляции и соединения изолированного полюса с заземлением. Местами повреждения могут являться оборудование электроподвижного состава, контактная сеть (через изоляторы при их повреждении или перекрытии от возникающих перенапряжений), электрооборудование тяговых подстанций и выпрямительных устройств, постов секционирования и питающих линий постоянного тока.

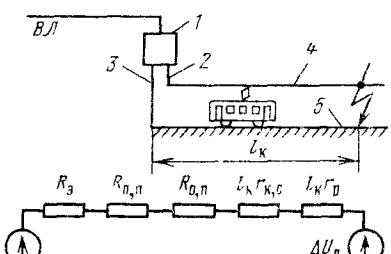



Рис. 8.33. Принципиальная схема питания внутризаводского электрического транспорта и схема замещения для расчета тока КЗ:

*1* – преобразовательная подстанция; *2* – питающий провод; *3* – отсасывающий провод, *4* – контактный провод, *5* – рельсы

Кроме причин появления КЗ, указанных выше и связанных с состоянием изоляции оборудования, сетей и устройств, могут иметь место и случайные причины. К ним относятся набросы, случайные соприкосновения частей контактной сети, находящихся под напряжением, с заземленными частями подвижного состава, выходящими за пределы установленного габарита. При этом могут происходить разрушения отдельных элементов электрооборудования от чрезмерного нагрева и расплавления током КЗ. В некоторых случаях кроме вредного термического эффекта может иметь место и разрушающее электродинамическое воздействие тока КЗ.

Определение тока короткого замыкания. Ток КЗ, действующий в цепи между источником тока и местом, где возникло КЗ, определяется напряжением, действующим в короткозамкнутой цепи, и ее сопротивлением

$$I_к = \frac{U_к}{R_к}. \qquad (8.97)$$

Напряжение на шинах подстанции снижается с увеличением ее нагрузки, что вызывает снижение тока КЗ. Для учета этого в схему замещения цепи КЗ вводят эквивалентное сопротивление $R_э$, представляющее собой сумму сопротивлений питающих линий переменного тока $R_л$ и преобразовательных агрегатов $R_п$ (рис. 8.33), т. е.

$$R_э = R_п + R_л. \qquad (8.98)$$

Если считать, что характеристика преобразовательных агрегатов (зависимость выпрямленного напряжения от нагрузки) прямолинейна, то сопротивления $R_п$ можно подсчитать по формуле

$$R_п = \frac{k_п U_{ном}}{I_{ном} N_1}, \qquad (8.99)$$

где $k_п$ – отношение потерь напряжения в преобразовательном агрегате при его номинальной нагрузке $I_{ном}$ к номинальному выпрямленному напряжению $U_{ном}$; $N_1$ – число находящихся в работе преобразовательных агрегатов.

При повышении нагрузки увеличиваются потери напряжения в линиях переменного тока, питающих данную преобразователь-

ную подстанцию, вследствие чего снижается напряжение на шинах переменного тока. Если обозначить через $k_л$ отношение потерь напряжения в линиях переменного тока при номинальной нагрузке к номинальному напряжению, то потери напряжений в питающей линии, приведенные к выпрямленному напряжению подстанции, будут равны $k_л U_{ном}$. Заметим, что обычно $k_л < k_п$.

При работе подстанции часть питающих линий переменного тока может быть отключена. В этом случае при увеличении нагрузки потери напряжения в линиях для данного режима будут иметь большее значение, чем для нормального. Потери напряжения на стороне выпрямленного тока могут быть выражены произведением $dk_л U_{ном}$, где $d$ – отношение сопротивления оставшегося числа линий к сопротивлению линий, нормально находящихся в работе.

С учетом этого эквивалентное сопротивление линий, питающих подстанцию, можно подсчитать по формуле

$$R_п = \frac{dk_л U_{ном}}{I_{ном} N_2}, \qquad (8.100)$$

где $N_2$ – число рабочих агрегатов подстанции.

Подставив в $R_э$ полученные выражения для $R_п$ и $R_л$, получим

$$R_э = \frac{U_{ном}}{I_{ном}}\left(\frac{k_п}{N_1} + \frac{dk_л}{N_2}\right) \qquad (8.101)$$

Напряжение XX подстанции $U_х$ можно выразить через номинальное напряжение $U_{ном}$ при наибольшем допустимом снижении в питающей сети переменного тока следующим соотношением:

$$U_х = U_{ном}(1 + k_п + k_л)(1 - p), \qquad (8.102)$$

где $p$ – коэффициент, учитывающий наибольшее допустимое в нормальных условиях работы снижение напряжения в питающей сети переменного тока относительно номинального значения.

Снижение напряжения не должно превышать 5%, а следовательно, в относительных единицах $p = 0{,}05$.

В месте КЗ возникает дуга, сопротивление которой обусловливает потери напряжения $\Delta U_д$. Если из напряжения XX $U_х$ вычесть падение напряжения в дуге и падение напряжения на шинах выпрямленного тока от тяговых нагрузок, то получим напряжение, действующее в цепи КЗ;

$$U_к = U_{ном}(1 + k_п + k_л)(1 - p) - \Delta U_д - I_т R_э, \qquad (8.103)$$

где $I_т$ – ток тяговой нагрузки

Падение напряжения в дуге изменяется в широких пределах; обычно в расчетах $\Delta U_д$ принимают равным 100 – 200 В.

Полное сопротивление цепи КЗ (рис. 8.33) складывается из сопротивлений питающих и отсасывающих проводов, проводов контактной цепи, рельсов и эквивалентного сопротивления питающих линий электропередачи и преобразовательных агрегатов, т. е.

$$R_к = (r_{к,с} + r_р) l_к + R_{п,п} + R_{о,п} + R_э, \qquad (8.104)$$

где $r_{к,с}$ – сопротивление контактной сети, Ом/км; $r_р$ – сопротивление рельсов, Ом/км; $R_{п,п}$ – сопротивление питающего провода, Ом; $R_{о,п}$ – сопротивление отсасывающего провода, Ом.

Ток КЗ определяют по формуле

$$I_к = \frac{U_к}{R_к} = \frac{U_{ном}(1 + k_п + k_л)(1 - p) - \Delta U_д - I_т R_э}{(r_{к,с} + r_р) l_к + R_{п,п} + R_{о,п} + R_э}. \qquad (8.105)$$

Железнодорожные рельсы обычно характеризуют массой на единицу длины $G$, кг/м. Пользуясь этим параметром, сопротивление вычисляют по формуле, Ом/км,

$$r_р = \frac{0{,}9}{G n_{пут}}, \qquad (8.106)$$

где $n_{пут}$ – число параллельных путей; коэффициент 0,9 учитывает дополнительное сопротивление сборных рельсовых стыков. При сварных стыках этот коэффициент снижают до 0,75.

**Пример 8.5.** Определить установившееся значение тока КЗ для однопутного участка, когда замыкание, возникшее при перекрытии изолятора, происходит на расстоянии 2 км от подстанции (рис. 8.33). Номинальное напряжение на шинах выпрямленного тока $U_{ном} = 3300$ В, номинальный ток преобразовательного вентиля $I_{ном} = 350$ А.

Минимальное число преобразовательных агрегатов, находящихся в работе, $N_1 = 3$. Количество преобразовательных вентилей на подстанции, не считая резервных, $N_2 = 5$.

Контактная подвеска состоит из двух медных контактных проводов сечением по 100 мм$^2$, имеющих износ 15%; несущий трос М-120. Рельсы типа Р-43. Материал проводов питающей линии постоянного тока – медь; сечение 120 мм$^2$ (М-120); число проводов 2.

Отсасывающая линия состоит из четырех проводов М-120; длина питающей и отсасывающей линии равна 0,15 км. Рабочий ток рассматриваемой подстанции $I = 950$ А.

При расчете следует принять $\Delta U_д = 150$ В; $p = 0{,}05$; $d = 1$; $k_п = 0{,}06$; $k_л = 0{,}04$.

Р е ш е н и е. 1. Определяем эквивалентное сопротивление

$$R_э = \frac{U_{ном}}{I_{ном}}\left(\frac{k_п}{N_1} + \frac{dk_л}{N_2}\right) =$$

$$= \frac{3300}{350}\left(\frac{0{,}06}{3} + \frac{1 \cdot 0{,}04}{5}\right) = 0{,}264 \text{ Ом}.$$

Сопротивление 1 км контактной сети

$$r_{к,с} = \frac{\frac{0{,}179}{2 \cdot 0{,}85} \cdot 0{,}158}{\frac{0{,}179}{2 \cdot 0{,}85} + 0{,}158} = 0{,}0633 \text{ Ом/км}.$$

Сопротивление 1 км рельсовой сети находим, принимая массу 1 м рельса Р-43 равной 43 кг, т. е.

$$r_р = \frac{0{,}9}{Gn_{пут}} = \frac{0{,}9}{43 \cdot 1} = 0{,}021 \text{ Ом/км}.$$

Сопротивление проводов линии, питающей контактную сеть,

$$R_{п,п} = \frac{0{,}158}{2} \cdot 0{,}75 = 0{,}0119 \text{ Ом}.$$

Для проводов отсасывающей линии

$$R_{о,п} = \frac{0{,}158}{4} \cdot 0{,}15 = 0{,}006 \text{ Ом}.$$

Определяем ток КЗ

$$I_к = \frac{U_{ном}(1 + k_п + k_л)(1 - p) - \Delta U_д - I_т R_э}{(r_{к,с} + r_р) l_к + R_{п,п} + R_{о,п} + R_э} =$$

$$= \frac{3300(1 + 0{,}06 + 0{,}04)(1 - 0{,}05) - 150 - 950 \cdot 0{,}264}{(0{,}0633 + 0{,}021) \cdot 2 + 0{,}0119 + 0{,}006 + 0{,}264} =$$

$$= 6780 \text{ А}.$$

РАЗДЕЛ ДЕВЯТЫЙ

# ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

## 9.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Электрические аппараты, изоляторы и токоведущие устройства работают в условиях эксплуатации в трех основных режимах: длительном, перегрузки (с повышенной нагрузкой, которая для некоторых аппаратов достигает значения до 1,4 номинальной) и короткого замыкания. Режим несимметричной работы в данном разделе не рассматривается.

В длительном режиме надежная работа аппаратов, изоляторов и токоведущих устройств обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и току.

В режиме перегрузки надежная работа аппаратов и других устройств электрических установок обеспечивается ограничением значения и длительности повышения напряжения или тока в таких пределах, при которых еще гарантируется нормальная работа электрических установок за счет запаса прочности.

В режиме КЗ надежная работа аппаратов, изоляторов и токоведущих устройств обеспечивается соответствием выбранных параметров устройств условиям термической и электродинамической стойкости. Для выключателей, предохранителей и выключателей нагрузки добавляется условие выбора их по отключающей способности.

При выборе аппаратов и параметров токоведущих устройств следует учитывать места установки (в помещении или на открытом воздухе), температуру окружающей среды, влажность и загрязненность ее и высоту установки аппаратов над уровнем моря.

При составлении схемы для расчетов токов КЗ для каждого аппарата выбирают такой режим, при котором он находился бы в наиболее тяжелых, но реальных условиях работы. Не учитывают только такие режимы, которые не предусмотрены для продолжительной эксплуатации.

За расчетную принимают такую точку КЗ, при которой через аппарат проходит наибольший ток. Исключения из этого положения отмечены для каждого аппарата при рассмотрении методики его выбора и проверки.

## 9.2. ВЫБОР АППАРАТОВ И ПАРАМЕТРОВ ТОКОВЕДУЩИХ УСТРОЙСТВ ПО ДЛИТЕЛЬНОМУ РЕЖИМУ

**Выбор по номинальному напряжению.** Номинальное напряжение аппарата, указанное на его заводской табличке, соответствует уровню его изоляции, причем нормально всегда имеется некоторый запас электрической прочности, позволяющий аппарату неограниченно длительное время работать при напряжении на 10 – 15% выше номинального. Это напряжение называют максимальным рабочим напряжением аппарата. Так как отклонения напряжения в условиях эксплуатации обычно не превышают 10 – 15% номинального, то при выборе аппаратов по напряжению достаточно выполнить условие

$$U_{\text{ном, у}} \leqslant U_{\text{ном, а}}; \qquad (9.1)$$

здесь $U_{\text{ном, у}}$ – номинальное напряжение установки; $U_{\text{ном, а}}$ – номинальное напряжение аппарата,

$$U_{\text{ном, а}} + \Delta U_{\text{ном, а}} \geqslant U_{\text{ном, у}} + \Delta U_{\text{р, у}}, \qquad (9.2)$$

где $\Delta U_{\text{ном, а}}$ – допустимое повышение напряжения сверх номинального, при котором завод-изготовитель гарантирует нормальную работу кабеля, аппарата или изолятора; $\Delta U_{\text{р, у}}$ – возможное отклонение рабочего напряжения установки от номинального в условиях эксплуатации.

Для электрических аппаратов, изоляторов и кабелей в условиях эксплуатации допускают некоторое повышение напряжения. Ниже приведены допустимые отклонения напряжения относительно номинального $\Delta U_{\text{ном, а}}$:

| | |
|---|---|
| Кабели | 1,1 |
| Разрядники | 1,25 |
| Изоляторы | 1,15 |
| Разъединители | 1,15 |
| Выключатели | 1,15 |
| Реакторы | 1,1 |
| Трансформаторы тока | 1,1 |
| Трансформаторы напряжения | 1,1 |
| Предохранители | 1,1 |

**Выбор по номинальному току.** Номинальным током $I_{\text{ном, а}}$ аппарата называют ток, который при номинальной температуре окружающей среды может проходить по аппарату неограниченно длительное время и при этом температура наиболее нагретых частей его не превышает длительно допустимых значений.

Правильный выбор аппарата по номинальному току обеспечивает отсутствие опасных перегревов частей аппарата при его длительной работе в нормальном режиме. Для этого необходимо, чтобы максимальный действующий рабочий ток цепи $I_{\text{р, м}}$ за время $t > 3T$ не превышал номинального тока аппарата,

$$I_{\text{р, м}} \leqslant I_{\text{ном, а}}.$$

Максимальный рабочий ток цепи имеет место для цепей параллельных линий при отключении одной из них; для цепей трансформаторов при использовании их перегрузочной способности; для нерезервированных кабелей при использовании их перегрузочной способности; для сборных шин станций и подстанций и шин в цепях секционных и шиносоединительных аппаратов при наиболее неблагоприятных условиях эксплуатационного режима; для генераторов при их работе с номинальной мощностью и напряжением, сниженным на 5% относительно номинального.

Согласно общесоюзным стандартам номинальную температуру среды (воздуха), окружающей электрические аппараты, принимают равной 35 °С.

Если расчетная температура окружающей среды $\theta_{\text{о, с}}$ отличается от номинальной, то следует вычислить длительно допустимый ток аппарата для расчетных условий охлаждения при $\theta_{\text{о, с}} \geqslant 35$ °С

$$I_{\theta} = I_{\text{ном, а}} \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{о, с}}}{\theta_{\text{доп}} - 35}}, \qquad (9.3)$$

где $\theta_{\text{доп}}$ – наименьшая допустимая температура отдельных частей аппарата.

При $\theta_{\text{о, с}} \leqslant 35$ °С ток $I_{\theta}$ можно повысить относительно $I_{\text{ном, а}}$ на $0{,}005\, I_{\text{ном, а}}$ на каждый градус понижения температуры всех 35 °С, но всего не более чем на $0{,}2\, I_{\text{ном, а}}$.

## 9.3. ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ, ИЗОЛЯТОРОВ И ТОКОВЕДУЩИХ УСТРОЙСТВ ПО ТОКУ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Выбранные по номинальным условиям электрические аппараты, изоляторы и токоведущие устройства проверяют на электродинамическую и термическую стойкость при КЗ. Отключающие аппараты, кроме того, должны быть проверены и по отключающей способности относительно токов КЗ.

**Проверка на электродинамическую стойкость.** Расчетным видом КЗ для проверки аппаратов на электродинамическую стойкость может быть трехфазное или однофазное КЗ. В сетях напряжением выше 1 кВ до

35 кВ включительно, где принят режим с изолированной нейтралью, расчетным видом является трехфазное КЗ В сетях 110 кВ и выше, работающих с глухозаземленной нейтралью, расчет ведется для того вида КЗ (однофазное или трехфазное), при котором ток в поврежденной фазе наибольший

При проверке на электродинамическую стойкость для аппаратов должно быть выполнено условие

$$i_{\text{ном дин}} > i_{\text{у р}},$$

где $i_{\text{ном дин}}$ – амплитуда максимально допустимого тока, характеризующего электродинамическую стойкость аппаратов, $i_{\text{у р}}$ – амплитуда ударного тока КЗ

**Проверка на термическую стойкость.** Проводники и аппараты при КЗ не должны нагреваться выше максимальной температуры, установленной нормами для кратковременного нагрева при прохождении через них тока КЗ

Для аппаратов должно быть выполнено одно из трех условий

$$\left.\begin{aligned} I^2_{\text{ном т с}} t_{\text{ном т с}} &\geqslant B_{\text{к}}, \\ I^2_{\text{ном т с}} t_{\text{ном т с}} &= I^2_{\infty} t_{\text{п}}, \\ I_{\text{ном т с}} &\geqslant I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{\text{п}}}{t_{\text{ном т с}}}}, \end{aligned}\right\} \qquad (9\,4)$$

где $I_{\text{ном т с}}$ – номинальный ток термической стойкости, который аппарат может выдержать без повреждений в течение времени $t_{\text{ном т с}}$ по данным завода-изготовителя, $B_{\text{к}}$ – тепловой импульс, характеризующий количество тепла, выделяющегося в аппарате за время действия тока КЗ, $I_{\infty}$ – установившийся ток КЗ в цепи выбираемого аппарата, $t_{\text{п}}$ – приведенное время действия тока КЗ

При проверке термической стойкости аппаратов и токоведущих устройств расчетное время действия тока КЗ определяют как сумму времени действия основной защиты, установленной у ближайшего к месту повреждения выключателя, и полного времени действия этого выключателя

В каталогах для аппаратов заводом-изготовителем задаются значения $I_{\text{ном т с}}$ для времени 5 или 10 с Исходя из этого для проверки аппаратов необходимо определить значения $B_{\text{к}}$, $t_{\text{п}}$, $I_{\infty}$

Тепловой импульс тока КЗ определяют из выражения

$$B_{\text{к}} = \int_0^t i_{\text{к}}^2 \, dt \qquad (9\,5)$$

Точное вычисление его затруднено тем, что ток $i_{\text{к}}$ в переходном процессе изменяется по сложному закону Приближенно $B_{\text{к}}$ можно определить, если известны значения тока КЗ для нескольких моментов времени переходного процесса, найденные любым методом

При единичной мощности генераторов, меньшей 100 МВт, $B_{\text{к}}$ приближенно определяют с помощью расчетных кривых следующим образом

**по расчетным кривым** находят значения периодической составляющей тока КЗ для моментов от $t = 0$ до отключения КЗ $t = t_{\text{откл}}$, т е $I_0 (I)$, $I_{0\,1}$, $I_{0\,2}$, , $I_t$ Для начального момента учитывают наличие апериодической составляющей, при $k_{\text{у}} = 1{,}8$ наибольшее действующее значение полного тока

$$I_{\text{у}} = 1{,}52I$$

**для каждого интервала времени** определяют квадрат среднеквадратического тока за интервал

$$I^2_{\text{ск}\,1} = \frac{I^2_{\text{у}} + I^2_{0\,1}}{2}, \quad I_{\text{ск}\,2} = \frac{I^2_{0\,1} + I^2_{0\,2}}{2} \quad \text{и т д},$$

$B_{\text{к}}$ вычисляют по формуле, $A^2$ с,

$$B_{\text{к}} = \sum_1^n I^2_{\text{ск}\,i} \Delta t_i, \qquad (9\,6)$$

где $I^2_{\text{ск}\,i}$ – среднеквадратический ток в $i$-м интервале времени, А, $\Delta t_i$ – продолжительность $i$-го интервала времени, с, $n$ – количество интервалов

При удаленном КЗ, когда периодическая составляющая тока остается неизменной, и при длительностях замыкания $t > 0{,}2$ с $B_{\text{к}}$ определяют по соотношению

$$B_{\text{к}} \approx (I)^2 (t + T_{\text{а}}), \qquad (9\,7)$$

где $T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей (обычно $T_{\text{а}} = 0{,}05$ с)

**Определение приведенного времени.** Под приведенным временем понимают время, в течение которого установившийся ток КЗ $I_{\infty}$ даст такой же термический эффект, как действительный ток, меняющийся в процессе КЗ за действительное время $t_{\text{откл}}$ от начала КЗ до его отключения Приведенное время $t_{\text{п}}$, соответствующее полному току КЗ, определяют по формуле

$$t_{\text{п}} = t_{\text{п п}} + t_{\text{п а}}, \qquad (9\,8)$$

где $t_{\text{п п}}$ – приведенное время для периодиче-

ской слагающей тока; $t_{п,а}$ – то же для апериодической слагающей тока.

Определение приведенного времени $t_{п,п}$ по действительному времени $t_{откл}$ и отношению начального сверхпереходного тока к установившемуся току в месте КЗ $\beta'' = I''/I_\infty$ производят по кривым (см. разд. 8).

Если расчет тока КЗ сделан упрощенно при условии питания цепи КЗ от источника неограниченной мощности, то

$$t_{п,п} = t_{откл}.$$

Приведенное время определяют по формуле

$$t_{п,а} \approx 0{,}05(\beta'')^2. \qquad (9.9)$$

При $t_{откл} > 1$ с величиной $t_{п,а}$ можно пренебречь.

## 9.4. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

Выключатели выбирают по номинальному току, номинальному напряжению, типу, роду установки и проверяют по электродинамической, термической стойкости и отключающей способности в режиме КЗ (табл. 9.1).

Таблица 9.1. **Выбор и проверка выключателей**

| Параметр | Обозначение | Формула |
|---|---|---|
| Номинальное напряжение, кВ | $U_{ном,а}$ | $U_{ном,а} \geqslant U_{ном,у}$ |
| Номинальный длительный ток, А | $I_{ном,а}$ | $I_{ном,а} \geqslant I_{р,у}$ |
| Номинальный ток отключения, кА | $I_{ном,о}$ | $I_{ном,о} \geqslant I_{р,о}$ |
| То же, но при АПВ, кА | $I'_{ном,о}$ | $I'_{ном,о} \geqslant \dfrac{I_{р,о}}{k_{АПВ}}$ |
| Номинальная мощность отключения, тыс. кВ·А | $S_{ном,о}$ | $S_{ном,о} \geqslant S_{р,о}$ |
| То же, но при АПВ, тыс. кВ·А | $S'_{ном,о}$ | $S'_{ном,о} \geqslant \dfrac{S_{р,о}}{k_{АПВ}}$ |
| Допустимый ударный ток КЗ, кА | $i_{ном,дин}$ | $i_{ном,дин} \geqslant i_{у,р}$ |
| Ток термической стойкости за время $t_{ном,т,с}$, кА | $I_{ном,т,с}$ | $I_{ном,т,с} \geqslant I_\infty \sqrt{\dfrac{t_п}{t_{ном,т,с}}}$ |

Обозначения: $I_{р,о}$ – расчетное значение тока трехфазного КЗ в момент времени $t_{р,о}$ (см. прим. 1), кА; $S_{р,о}$ – мощность КЗ (соответствующая току $I_{р,о}$), тыс. кВ·А; $i_{у,р}$ – расчетный ударный ток КЗ, кА; $I_\infty$ – расчетный установившийся ток КЗ, кА; $k_{АПВ}$ – коэффициент уменьшения отключаемой мощности выключателя при наличии АПВ; $t_{ном,т,с}$ – время, к которому отнесен номинальный ток термической стойкости $I_{ном,т,с}$ (у выключателей отечественного производства $t_{ном,т,с}$ принимают равным 5 и 10 с); $t_п$ – приведенное время КЗ, с.

Примечания: 1. $I_{р,о}$ и $S_{р,о}$ – расчетные значения тока и мощности КЗ в момент отключения $t_{р,о}$, которые принимают равными сумме собственного времени отключения выключателя $t_{с,в}$ и минимального времени действия защиты $t_{з,м}$,

$$t_{р,о} = t_{с,в} + t_{з,м}.$$

2. Под собственным временем отключения выключателя понимают время от момента подачи импульса на отключающую катушку до начала расхождения дугогасящих контактов. Собственное время отключения выключателя меньше полного времени действия выключателя на время горения дуги.

3. За $t_{з,м}$ принимают время наиболее быстродействующих типов защит (0,02–0,05 с).

4. При отсутствии специальных данных за расчетное наименьшее время отключения следует принимать: для небыстродействующих выключателей 0,15–0,2 с, для быстродействующих выключателей 0,1 с.

5. Если в каталоте не указан допустимый ток отключения $I_о$ при напряжении установки $U_{ном,у}$, меньшем номинального напряжения выключателя $U_{ном.а}$, то его определяют приближенно

$$I_о \approx I_{ном,о} \frac{U_{ном,а}}{U_{ном,у}},$$

где $I_{ном,о}$ – ток отключения при номинальном напряжении выключателя.

Если $I_о$ получится большим предельно допустимого тока отключения для данного выключателя, то ограничиваются этим допустимым током.

Указанное положение справедливо для температуры окружающей среды $\theta_{о,с} = 35$ °С. При $\theta_{о,с} > 35$ °С номинальный ток выключателя, указанный в паспорте, снижается в соответствии с выражением, А,

$$I_\theta = I_{ном,а} \sqrt{\frac{75\text{ °С} - \theta_{о,с}}{40}}.$$

При $\theta_{о,с} > 35$ °С допустимый ток выключателя увеличивается на $0{,}005 I_{ном,а}$ на каждый градус, но не более чем до $1{,}2 I_{ном,а}$.

1 Выбор по номинальному току $I_{ном\ а}$ сводится к выбору выключателя, у которого номинальный ток является ближайшим большим к расчетному току установки $I_{р\ у}$, т е должно быть соблюдено условие $I_{ном\ а} \geqslant I_{р\ у}$

2 Выбор выключателей по номинальному напряжению сводится к сравнению номинального напряжения установки и номинального напряжения выключателя с учетом того, что выключатель в нормальных условиях эксплуатации допускает продолжительное повышение напряжения до 15% номинального, т е

$$U_{ном\ а} + 0{,}15U_{ном\ а} = U_{ном\ у} + \Delta U_{р\ у}, \quad (9\ 10)$$

где $U_{ном\ а}$ – номинальное напряжение аппарата (выключателя), $0{,}15U_{ном\ а}$ – допустимое длительное повышение напряжения для выключателей, $U_{ном\ у}$ – номинальное напряжение установки, $\Delta U_{р\ у}$ – повышение напряжения в рабочих условиях

3 Выбор выключателя по типу сводится к выбору масляного малообъемного, многообъемного, воздушного или других типов в соответствии с условиями, в которых допустимо или целесообразно применять данный тип выключателя

4 Выбор выключателя по роду установки сводится к выбору установки на открытом воздухе или в помещении (в зависимости от конструктивного решения подстанции) Если выключатель снабжен устройством АПВ, то отключающая способность его снижается, что учитывается введением коэффициента $k_{АПВ} < 1$ Значения $k_{АПВ}$ приведены в [18]

5 Выключатели проверяют по электродинамической и термической стойкости к токам КЗ (табл 9 1)

6 Выбор по отключающей способности сводится к проверке того, чтобы расчетная мощность отключения была не больше отключающей способности выключателя (табл 9 1)

Выбор выключателей, устанавливаемых до реактора, производят по току КЗ за реактором, т е по условием ограничения тока КЗ

## 9.5. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НАГРУЗКИ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

Предохранители выбирают по номинальному току, номинальному напряжению и отключающей способности в соответствии с табл 9 2 При выборе по номинальному напряжению учитывают возможность превышения рабочего напряжения установки над номинальным напряжением предохранителя в пределах

$$U_{р\ у} \leqslant U_{ном\ а} + 0{,}1U_{ном\ а}$$

Выключатель нагрузки представляет собой комбинацию из предохранителя и выключающего устройства неавтоматического исполнения Предохранители вставляемые в пружинящие контакты, могут быть сменными для разных токов например 100, 200, 300 и 400 А

Выключающее устройство, как правило, рассчитывают на максимальный номинальный ток предохранителя Выбор выключателя нагрузки производят по данным табл 9 3

Выбор и проверку разъединителей производят в соответствии с § 9 4 без учета отключаемого тока и мощности Выбор шинных разъединителей, устанавливаемых до реакторов, производят по токам КЗ за реакторами, т е с учетом ограничения тока КЗ реактором

Таблица 9 2 **Выбор и проверка предохранителей**

| Параметр | Формула выбора |
|---|---|
| Номинальный ток $I_{ном\ а}$, А | $I_{ном\ а} \geqslant I_{р\ м}$ |
| Номинальное напряжение $U_{ном\ а}$, кВ | $U_{ном\ а} = U_{ном\ у}$ |
| Номинальная отключающая мощность $S_{ном\ о}$, тыс кВ А | $S_{ном\ о} \geqslant S_{р\ о} = S$ |
| Номинальный отключаемый ток $I_{ном\ о}$, кА | $I_{ном\ о} \geqslant I_{р\ о} = I$ |

Обозначения $S = \sqrt{3}U_{ном\ у}I$, $I$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ кА $U_{ном\ у}$ – номинальное напряжение установки кВ

Примечание При маркировке предохранителей на наибольшее действующее значение полного тока КЗ за первый полупериод (может иметь место только у импортных предохранителей) пользуются соотношением $I_{ном\ о} \geqslant I_{р\ у}$

Таблица 9 3 **Выбор и проверка выключателей нагрузки**

| Параметр | Формула выбора |
|---|---|
| Номинальное напряжение выключателя нагрузки $U_{ном\ а}$, кВ | $U_{ном\ а} = U_{ном\ у}$ |
| Номинальный ток неавтоматического отключающего устройства (выключателя нагрузки) $I_{ном\ в\ н}$, кА | $I_{ном\ в\ н} \geqslant I_{р\ м}$ |
| Допустимый ударный ток КЗ выключателя нагрузки $i_{ном\ дин}$, кА | $i_{ном\ дин} \geqslant i_{у\ р}$ |
| Допустимое наибольшее действующее значение полного тока КЗ для выключателя нагрузки $I_{у\ доп}$, кА | $I_{у\ доп} \geqslant I_{у\ р}$ |
| Ток термической стойкости $I_{ном\ т\ с}$ за время $t_{ном\ т\ с}$, если выключатель нагрузки используют как выключатель рабочих токов без предохранителей, кА | $I_{ном\ т\ с} \geqslant I_{\infty} \sqrt{\dfrac{t_{п}}{t_{ном\ т\ с}}}$ |
| Номинальный ток предохранителя $I_{ном\ а}$, А | $I_{ном\ а} \geqslant I_{р\ м}$ |
| Номинальный отключаемый ток предохранителя $I_{ном\ о}$, кА | $I_{ном\ о} \geqslant I_{р\ о} = I$ |
| Номинальная отключаемая мощность предохранителя $S_{ном\ о}$, кВ А | $S_{ном\ о} \geqslant S_{р\ о} = S'$ |

## 9.6. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ИЗОЛЯТОРОВ

Опорные изоляторы выбирают и проверяют на разрушающее воздействие от ударного тока КЗ Наихудшим видом нагрузки для изоляторов является тот который создает наибольший изгибающий момент (рис 9 1) На растяжение и сжатие фарфор имеет значительно большее разрушающее усилие, чем на изгиб Допустимое усилие определяют умножением разрушающего усилия на коэффициент запаса

Проходные изоляторы выбирают и проверяют на электродинамическое и термическое воздействие тока КЗ Проверке на термическое воздействие тока КЗ подвергают токоведущий стержень изолятора Линейные выводы выбирают и проверяют аналогично проходным изоляторам Проходные изоляторы и линейные выводы изготовляют так же, как и опорные изоляторы (по сериям), и допускают такие же разрушающие усилия

При выборе и проверке изоляторов следует учитывать способ установки шины на головке изолятора (рис 9 1) Установке шины, как указано на рис 9 1, *а*, соответствует допустимое усилие на изолятор

$$F_{доп} = 0{,}6F_{раз},$$

где 0,6 – коэффициент запаса

При установке шины на головке изолятора на ребро (рис 9 1, *б*) в расчет должно быть введено дополнительное снижение нагрузки, обусловленное увеличением плеча действующего усилия, в соответствии с выражением

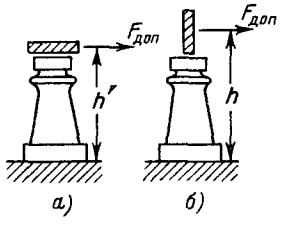



Рис 9 1 Эскизы расположения шин
$F_{доп}$ – направление действия изгибающего усилия, $h$ и $h$ – плечи усилия $F_{доп}$

$$F'_{доп} = F_{доп}\frac{h}{h} = F_{доп}k_h,$$

где $k_h = h/h$ и $F_{доп}$ – допустимое усилие при установке шины на ребро При этом $F'_{доп} < F_{доп}$

Выбор и проверка изоляторов приведены в табл 9 4, значения коэффициента $k_h$ указаны в табл 9 5 Расчет проходных изоляторов, устанавливаемых на ответвлении от шин до реакторов, ведут по току КЗ за реактором

## 9.7. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ШИН

Сечение шин выбирают по длительно допустимому току и экономической целесообразности Проверку шин производят на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ

Таблица 9 4 **Выбор и проверка изоляторов**

| Параметр | Формула |
|---|---|
| Номинальное напряжение $U_{ном\ а}$, кВ | $U_{ном\ а} \geqslant U_{ном\ у}$ |
| Номинальный ток для проходных изоляторов и линейных выводов $I_{ном\ а}$, А | $I_{ном\ а} \geqslant I_{р\ м}$ |
| Допустимое усилие на головку изолятора $F_{доп}$, кгс | $F_{доп} \geqslant F_р$ (рис 9,1,*а*), где $F_р = 1{,}76\ 10^{-2} i^2_{у\ р} l/a$ и $F_{доп} = k_h F_{доп}$ (рис 9 1, *б*) |
| Допустимый ток термической стойкости для проходных изоляторов и линейных выводов $I_{ном\ т\ с}$, кА | $I_{ном\ т\ с} \geqslant I_\infty$ |

Обозначения $U_{ном\ а}$ – номинальное напряжение изолятора, допускающее длительное повышение в рабочем режиме на 15 %, $U_{ном\ у}$ – номинальное напряжение установки вместе с возможным в эксплуатации повышением напряжения $F_{доп}$ – допустимое усилие на головку изолятора $F_{доп} = 0{,}6F_{разр}$, $F_р$ – усилие на головку изолятора из расчета тока КЗ $k_h$ – коэффициент дополнительного снижения нагрузки при расположении колпачков изоляторов в одной плоскости и шины на головке изоляторов на «ребро»

Таблица 9 5 **Коэффициент** $k_h$

| Высота шины или пакета мм | Номинальное напряжение изоляторов кВ | | |
|---|---|---|---|
| | 3 | 6 и 10 | 20 и 35 |
| 20–40 | 0,8 | 0,8 | 0,9 |
| 50 | 0,7 | 0,8 | 0,8 |
| 60 | 0,7 | 0,8 | 0,8 |
| 80–100 | 0,6 | 0,7 | 0,8 |

Примечание При расположении шин в соответствии с рис 9 1 *а* $k_h = 1$

**Выбор шин по длительно допустимому току.** Длительно допустимый ток для прямоугольных шин

$$I_{доп} = k_1 k_2 k_3 I_{доп\ о}, \qquad (9\ 11)$$

где $I_{доп\ о}$ – длительно допустимый ток полосы при температуре шины $\theta_ш = 70\,°C$, температуре окружающей среды $\theta_{о\ с} = 25\,°C$ и расположении шин вертикально (на ребро), определяемый по табл 9 6 и 9 6а, $k_1$ – поправочный коэффициент при расположении шин горизонтально (плашмя) ($k_1 = 0{,}95$), $k_2$ – поправочный коэффициент длительно допустимого тока для многополосных шин (табл 9 7), $k_3$ – поправочный коэффициент для шин при температуре окружающей среды (воздуха) $\theta_{о\ с}$, отличной от 25 °С, определяемый по табл 9 8

**Проверка шин на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ.** Для соблюдения условий достаточной механической прочности шин при токах КЗ расчетное напряжение в шинах не должно превосходить допустимого механического напряжения для данного металла шин на изгиб (табл 9 9)

Применительно к системе и конструкции изображенной на рис 9 2, допустимое максимальное усилие на изгиб в шине в зависимости от допустимого механического напряжения $\sigma_{доп}$ определяют из выражения

$$F_{доп} = \frac{10\sigma_{доп} W}{l},$$

где $W$ – момент сопротивления, см$^3$, $l$ – длина пролета между изоляторами, см

Расчетное усилие от динамического воздействия тока КЗ определяют из выражения Н

$$F_р = 1{,}76\, i^2_{у\ р} \frac{l}{a}\ 10^{-2}$$

Из требования $F_р < F_{доп}$ следует

$$1{,}76\, i^2_{у\ р} \frac{l}{a}\ 10^{-2} \leqslant \frac{10\sigma_{доп} W}{l}$$

или

$$i_{у\ р} \leqslant \frac{10}{l}\sqrt{\frac{10\sigma_{доп} W_a}{1{,}76}} = i_{у\ доп}$$

Максимальное расчетное напряжение в шинах $\sigma_р$ определяют для однополосных шин, Па,

$$\sigma_р = \frac{F_р l}{10W} \qquad (9\ 12)$$

Таблица 9 6 **Допустимые нагрузки шин**

| Сечение шин, мм | Нагрузка А при числе полос на полюс или фазу[1] | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | медных | | | | алюминиевых | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| 15 × 3 | 210 | — | — | — | 165 | — | — | — |
| 20 × 3 | 275 | — | — | — | 215 | — | — | — |
| 25 × 3 | 340 | — | — | — | 265 | — | — | — |
| 30 × 4 | 475 | — | — | — | 365/370 | — | — | — |
| 40 × 4 | 625 | —/1090 | — | — | 480 | —/865 | — | — |
| 40 × 5 | 700/705 | —/1250 | — | — | 540/545 | —/965 | — | — |
| 50 × 5 | 860/870 | —/1525 | —/1895 | — | 665/670 | —/1180 | —/1470 | — |
| 50 × 6 | 955/960 | —/1700 | —/2145 | — | 740/745 | —/1315 | —/1655 | — |
| 60 × 6 | 1125/1145 | 1740/1990 | 2240/2495 | — | 870/880 | 1350/1555 | 1720/1940 | — |
| 80 × 6 | 1480/1510 | 2110/2630 | 2720/3220 | — | 1150/1170 | 1630/2055 | 2100/2460 | — |
| 100 × 6 | 1810/1875 | 2470/3245 | 3170/3940 | — | 1425/1455 | 1935/2515 | 2500/3040 | — |
| 60 × 8 | 1320/1345 | 2160/2485 | 2790/3020 | — | 1025/1040 | 1680/1840 | 2180/2330 | — |
| 80 × 8 | 1690/1755 | 2620/3095 | 3370/3850 | — | 1325/1355 | 2040/2400 | 2620/2975 | — |
| 100 × 8 | 2080/2180 | 3060/3810 | 3930/4690 | — | 1625/1690 | 2390/2945 | 3050/3620 | — |
| 120 × 8 | 2400/2600 | 3400/4400 | 4340/5600 | — | 1900/2040 | 2650/3350 | 3380/4250 | — |
| 60 × 10 | 1475/1525 | 2560/2725 | 3300/3530 | — | 1155/1180 | 2010/2110 | 2650/2720 | — |
| 80 × 10 | 1900/1990 | 3100/3510 | 3990/4450 | — | 1480/1540 | 2410/2735 | 3100/3440 | — |
| 100 × 10 | 2310/2470 | 3610/4325 | 4650/5385 | 5300/6060 | 1820/1910 | 2860/3350 | 3650/4160 | 4150/4400 |
| 120 × 10 | 2650/2950 | 4100/5000 | 5200/6250 | 5900/6800 | 2070/2300 | 3200/3900 | 4100/4860 | 4650/5200 |

[1] В числителе – нагрузка при переменном токе в знаменателе – при постоянном

Таблица 9 6а **Допустимые нагрузки стальных шин**

| Сечение шин, мм | Нагрузка А* | Сечение шин мм | Нагрузка А* |
|---|---|---|---|
| 16 × 2,5 | 55/70 | 100 × 3 | 305/460 |
| 20 × 2,5 | 60/90 | 20 × 4 | 70/115 |
| 22 × 2,5 | 75/110 | 22 × 4 | 75/125 |
| 20 × 3 | 65 100 | 25 × 4 | 85/140 |
| 25 × 3 | 80/120 | 30 × 4 | 100/165 |
| 30 × 3 | 95/140 | 40 × 4 | 130 220 |
| 40 × 3 | 125/190 | 50 × 4 | 165/270 |
| 50 × 3 | 155/230 | 60 × 4 | 195/325 |
| 60 × 3 | 185/280 | 70 × 4 | 225/375 |
| 70 × 3 | 215/320 | 80 × 4 | 200/430 |
| 75 × 3 | 230/345 | 90 × 4 | 290/480 |
| 80 × 3 | 245/365 | 100 × 4 | 325/535 |
| 90 × 3 | 275/410 | | |

* В числителе – нагрузка при переменном токе, в знаменателе – при постоянном

Таблица 9 7 **Значение коэффициента $k_2$**

| Сечение шин мм | $k_2$ для шин | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | двухполосных | | трехполосных | | четырехполосных | |
| | медных | алюминиевых | медных | алюминиевых | медных | алюминиевых |
| 60 × 5 | 1,75 | 1,75 | — | — | — | — |
| 60 × 6 | 1,7 | 1,75 | 2,3 | 2,45 | 2,9 | 3,1 |
| 60 × 8 | 1,7 | 1,7 | 2,25 | 2,4 | 2,8 | 3 |
| 60 × 10 | 1,7 | 1,7 | 2,25 | 2,4 | 2,7 | 2,95 |
| 80 × 6 | 1,7 | 1,75 | 2,25 | 2,4 | 2,8 | 3 |
| 80 × 8 | 1,65 | 1,7 | 2,2 | 2,35 | 2,7 | 2,9 |
| 80 × 10 | 1,6 | 1,65 | 2,1 | 2,3 | 2,6 | 2,9 |
| 100 × 6 | 1,65 | 1,7 | 2,2 | 2,35 | 2,7 | 2,95 |
| 100 × 8 | 1,6 | 1,7 | 2,1 | 2,3 | 2,6 | 2,9 |
| 100 × 10 | 1,55 | 1,6 | 2,05 | 2,25 | 2,5 | 2,8 |

Шины можно закреплять как наглухо, так и свободно на опорах (изоляторах) (рис 9 3) Формулы момента сопротивления шин $W$ относительно оси, перпендикулярной направлению действия усилия, даны в табл 9 10

Для многополосных шин, собранных из отдельных полос, суммарные механические напряжения в полосе шины слагаются из двух напряжений, Па

напряжения от взаимодействия между фазами

$$\sigma_{ф\,р} = \frac{F_р l}{10W}, \qquad (9\,13)$$

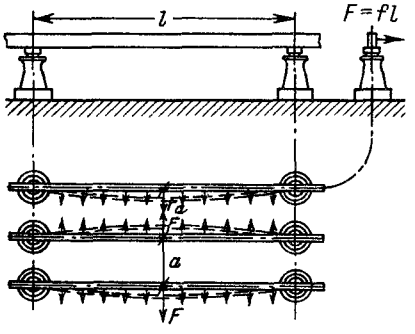



Рис. 9.2. Эскизы установки шин для определения усилий в них при прохождении токов КЗ

Таблица 9.8. **Значение коэффициента $k_3$**

| Температура окружающей среды, °С | $k_3$ | Температура окружающей среды, °С | $k_3$ |
|---|---|---|---|
| 10 | 1,15 | 30 | 0,94 |
| 15 | 1,1 | 35 | 0,88 |
| 20 | 1,05 | 40 | 0,82 |
| 25 | 1 | 45 | 0,75 |

Таблица 9.9. **Значения допустимых напряжений на изгиб для шин**

| Материал и марка шин | $\sigma_{доп}$, кгс/см$^2$ |
|---|---|
| Медь МТ | 1300 |
| Алюминий АТ | 650 |
| Алюминий АТТ | 900 |
| Сталь | 1600 |

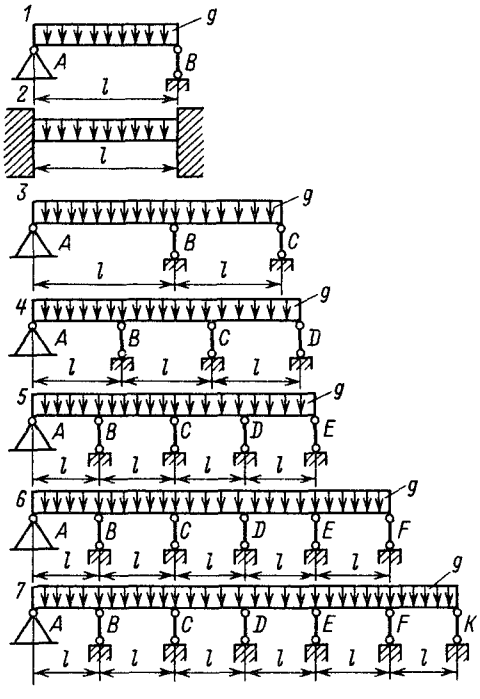



Рис. 9.3. Эскизы вариантов крепления шин для определения числа 10 в знаменателе выражения (9.12)

напряжения от взаимодействия полос одной фазы, входящих в пакет,

$$\sigma_п = \frac{f_п l_п^2}{2b^2 h}, \qquad (9.14)$$

где $l_п$ – расстояние между прокладками (сухарями) пакета (рис. 9.4), см; $f_п$ – удельное

Таблица 9.10. **Моменты сопротивлений для шин различной формы**

| Шины | $W$, см$^3$ |
|---|---|
| Одно- или многополосные, расположенные плашмя (рис. 9.6, *а*) | $0{,}17\ nbh^2$ |
| Однополосные, расположенные на ребро (рис. 9.6, *б*) | $0{,}17\ hb^2$ |
| Двухполосные, расположенные на ребро | $1{,}44\ nb^2h$ |
| Трехполосные, расположенные на ребро | $3{,}3\ hb^2$ |
| Круглые (рис. 9.6, *в*) | $0{,}1\ D^3$ |
| Трубчатые (рис. 9.6, *г*) | $0{,}1\dfrac{D^4 - d^4}{D}$ |

Обозначения: $n$ – число полос в пакете шин; $b$ – толщина одной полосы, см; $h$ – ширина (высота) шины, см; $D$ – внешний диаметр круглых и трубчатых шин, см; $d$ – внутренний диаметр трубчатых шин, см.

Примечание. Предполагается, что расстояние между шинами в пакете равно толщине полосы и пакет скреплен жестко.

Таблица 9.11. **Значения предельных температур нагрева шин и коэффициента термической стойкости α**

| Материал шин | Коэффициент термической стойкости α | Предельно допустимая температура при КЗ, С |
|---|---|---|
| Медь | 6 | 300 |
| Алюминий | 11 | 200 |
| Сталь | 15 | 400 |
| Сталь при непосредственном присоединении к аппарату | 17 | 300 |

усилие, приходящееся на 1 см длины, от взаимодействия между полосами пакета, Н/см,

$$f_{\text{п}} = \delta \frac{i_{\text{у р}}^2}{b} \cdot 10^{-2} \qquad (9.15)$$

Значение δ определяют по кривым рис. 9.5. Таким образом, суммарные механические напряжения в шинах определяют из выражения, Па,

$$\sigma_{\Sigma} = \frac{F_{\text{г}} l}{10W} + \frac{f_{\text{п}} l_{\text{п}}^2}{2b^2 h} \qquad (9.16)$$

Шины в распределительных устройствах применяют в виде полос, трубок, стержней и специальной фигурной формы при очень больших токах (2000 А и выше). Моменты сопротивления некоторых сечений шин можно рассчитать по формулам табл. 9.10 (рис. 9.6).

Для определения электродинамического усилия в однополосных шинах, создаваемого током КЗ, используют номограмму (рис. 9.7) *Электродинамическую стойкость* медных и алюминиевых шин определяют по [18]. Шины должны проверяться на механический резонанс

Для соблюдения условий термическои стойкости шин необходимо, чтобы проходящий по ним ток КЗ не вызывал повышения температуры сверх предельно допустимой при кратковременном нагреве. Значения этих температур приведены в табл. 9.11, при составлении которой было принято условие, что до возникновения КЗ температура шин была не выше температуры при номинальной нагрузке. Практически шины в нормальных режимах всегда имеют температуру ниже номинальной, а при проверке стандартного сечения шин по термической стойкости следует выбирать ближайшее меньшее стандартное сечение

Конечную температуру $\theta_{\text{к}}$, до которой нагревается проводник, подсчитывают, если

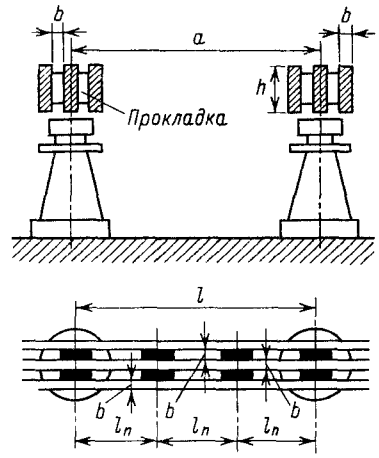



Рис. 9.4. Эскизы к расчету многополосных шин

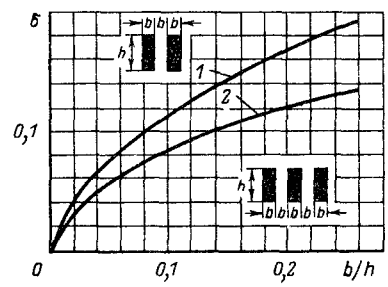



Рис. 9.5. Кривые для определения коэффициента δ:

*1* – для двухполосных шин; *2* – для трехполосных шин

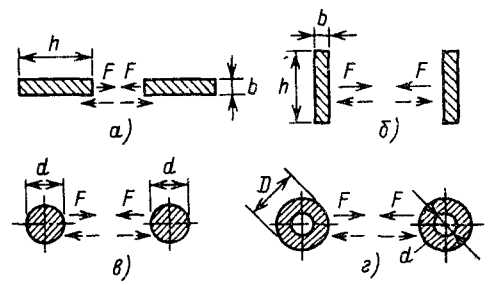



Рис. 9.6. Эскизы к определению момента сопротивления шин (см. табл. 9.10):

*F* – направление действия усилий между шинами

необходимо знать температуру кабеля в режиме КЗ. Она определяется по кривым рис. 9.8. Для этого подсчитывают значение $A_{\theta_{\text{к}}}$ по

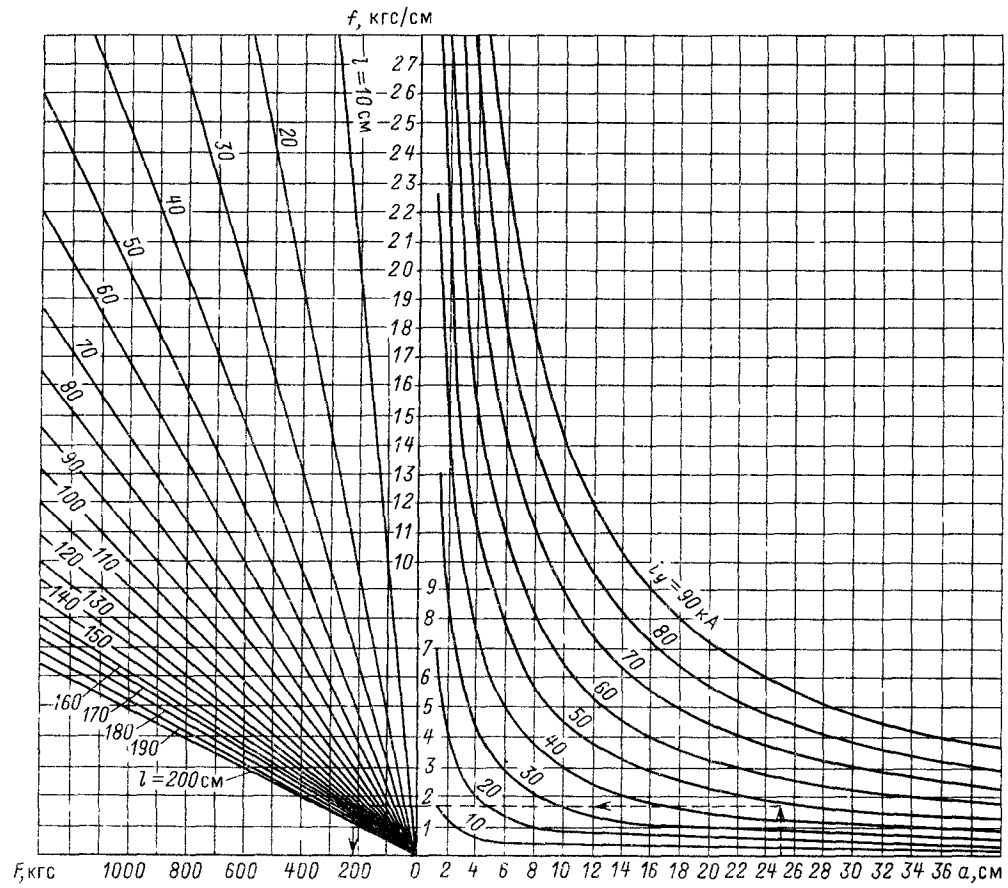



Рис. 9.7. Номограмма для определения усилий в шинах и изоляторах электротехнических устройств при КЗ

выражениям, $A^2 \cdot с/мм^2$,

$$A_{\theta_к} = A_{\theta_н} + \frac{B_к}{S}; \qquad (9\,17)$$

$$A_{\theta_к} = A_{\theta_н} + \left(\frac{I_\infty}{s}\right)^2 t_п, \qquad (9.18)$$

где $A_{\theta_н}$ принимают по кривым рис. 9.8 для начальной температуры шины $\theta_н$ (до КЗ); $B_к$ характеризует количество тепла, выделенного током КЗ в шине за приведенное время КЗ [см. (9.5) – (9 7)]; $s$ – сечение шины, мм$^2$; $t_п$ – приведенное время КЗ, с; $I_\infty$ – установившийся ток КЗ, А.

Минимальное сечение шины по термической стойкости

$$s_{min} = \sqrt{\frac{B_к}{A_{\theta_{max}} - A_{\theta_н}}} \approx I_\infty \sqrt{\frac{t_п}{A_{\theta_{max}} - A_{\theta_н}}}. \qquad (9.19)$$

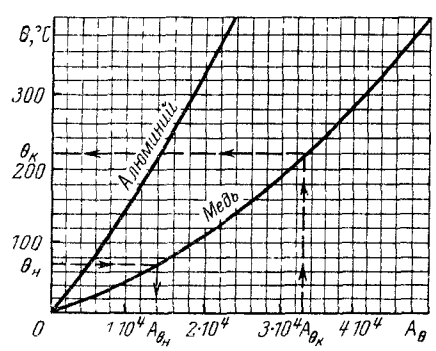



Рис. 9.8. Кривые для определения конечной температуры нагрева шин при КЗ

Таблица 9.12. **Выбор и проверка шин на термическую стойкость**

| Выбираемая и проверяемая величина | Формула |
|---|---|
| Номинальный ток, А | $I_{ном} \geqslant I_р$ |
| Допустимое напряжение на изгиб, Па: однополосные шины | $\sigma_{доп} \geqslant \frac{f l^2}{10 W}$ |
| многополосные шины | $\sigma_{доп} \geqslant \frac{f l^2}{10 W} + \frac{f_1 l_1^2}{2 h b^2}$ |
| Расстояние между прокладками многополосных шин $l_1$, см | $l_1 \geqslant \lambda b^4 \sqrt{\frac{h}{f_1}}$ |
| Сечение шины по термической стойкости $s_{т,с}$, мм$^2$ | $s_{т,с} = \alpha I_\infty \sqrt{t_п}$ |

Обозначения: $t_п$ – приведенное время, с; $W$ – момент сопротивления, см$^3$; $l$ – расстояние между опорными изоляторами вдоль оси шин (см. рис. 9.3), см; $l_1$ – расстояние между прокладками многополосного пакета шин (см. рис. 9.4), см; $\alpha$ – термический коэффициент; $\lambda$ – коэффициент (см. табл. 9.13); $h$ – наибольший размер поперечного сечения шины; $f$ и $f_1$ – удельные усилия соответственно между фазными шинами и полосами шин одной фазы, определяемые из формул, Н/см,

$$f = 1{,}76 \cdot 10^{-2} i_y^2 \frac{l}{a};$$

$$f_1 = \frac{\delta i_y^2 \cdot 10^{-2}}{b} \cdot \frac{}{},$$

где $\delta$ – коэффициент, определяемый по кривым рис. 9.5; $a$ – расстояние между осями шин, см; $b$ – расстояние между полосами шин одной фазы (просвет) при многополосных шинах, см; $i_y$ – ударный ток КЗ, кА.

Таблица 9.13. **Значения коэффициентов** $\lambda$

| Материал | Число полос | |
|---|---|---|
| | 2 | 3 |
| Медь | 65 | 77 |
| Алюминий | 57 | 68 |
| Сталь | 76 | 90 |

Для расчетов удобно пользоваться выражением

$$s_{т,с} \approx \alpha I_\infty \sqrt{t_п}, \qquad (9.20)$$

где $s_{т,с}$ – термически стойкое сечение, мм$^2$; $\alpha$ – коэффициент термической стойкости, определяемый по табл. 9.11.

В табл. 9.12 приведены основные параметры для проверки шин в номинальных условиях и условиях КЗ. Коэффициент $\lambda$ определяют из табл. 9.13.

## 9.8. ВЫБОР И ПРОВЕРКА РЕАКТОРОВ

Выбор реакторов производят по условиям длительной работы, т. е. по номинальному напряжению $U_{ном}$, номинальному току $I_{ном}$ и индуктивному сопротивлению $X_р$, %, необходимому для желаемого ограничения тока КЗ. Выбранный реактор проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Номинальный ток реактора определяют по условиям форсированного режима его цепи, т. е. по максимально возможному длительному току нагрузки при наиболее неблагоприятных эксплуатационных режимах, например для цепей параллельных линий – при отключении одной из них. Для сдвоенного группового реактора при определении номинального тока одной ветви необходимо исходить из максимального тока ее цепи при условии, что часть присоединенных к ней линий работает в форсированном режиме, но ни одна из них не отключена.

При выборе индуктивного сопротивления реактора исходят из условия экономически целесообразного ограничения тока КЗ. Необходимое ограничение тока КЗ при повреждении за реактором определяется параметрами отключающих аппаратов в распределительном устройстве станции или подстанции и сечением кабелей, термическая

стойкость которых должна быть обеспечена при установке реактора

**Выбор и проверка реакторов с одной обмоткой.** Схема с реактором для ограничения тока КЗ приведена на рис 9 9 После того как выбраны напряжение и номинальный ток реактора, определяют его индуктивное сопротивление Это сопротивление при заданном типе выключателя за реактором выбирают исходя из условия, что при КЗ за реактором сверхпереходный ток не должен превосходить номинального тока отключения выключателя При этом требуемое сопротивление до точки *К-2* при базисном токе $I_б$ определяется выражениями, отн ед,

$$X_\Sigma = X_с + X_р \geqslant I_б/I_{ном\ о} \text{ или } X_\Sigma \geqslant S_б/S_{ном\ о} \quad (9\,21)$$

Искомое сопротивление реактора при его номинальном токе $I_{ном\ р}$ и напряжении $U_{ном\ р}$ без учета сопротивления кабеля ($X_{каб} \approx 0$) определяют из выражения, %,

$$X_р = (X_\Sigma - X_с)\frac{I_{ном\ р}U_{ном\ у}}{I_б U_{ном\ р}}\ 100\,\%, \quad (9\,22)$$

где $U_{ном\ у}$ – среднее номинальное напряжение установки, где выбирают реактор, $I_б$ – базисный ток на этой ступени напряжения, $X_с$ – относительное результирующее сопротивление системы до реактора, приведенное к базисным условиям

По каталогу выбирают стандартный реактор с индуктивным сопротивлением, ближайшим к расчетному Если известно минимальное сечение кабелей в сети за реактором то расчет $X_р$, %, производят аналогично изложенному, но при определении $X_\Sigma$ вместо номинального тока отключения выключателя (предохранителя) $I_{ном\ о}$ подставляют $I_{ном\ т\ с}$ – ток термической стойкости, определяемый как предельно допустимый ток КЗ из условия термической стойкости кабеля

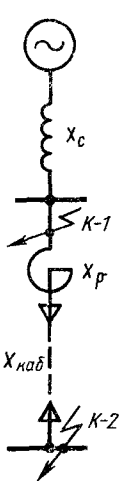



Рис 9 9 Схема, поясняющая токоограничивающее действие реактора

Выбор индуктивного сопротивления ветви сдвоенного реактора выполняют аналогично приведенному выше, так как при КЗ за реактором последний работает в одноцепном режиме и его индуктивное сопротивление равно сопротивлению ветви

После выбора реактора необходимо определить потери напряжения в нормальном режиме и остаточное напряжение на шинах при КЗ за реактором Потери напряжения в рабочем (длительном) режиме для простого реактора находим из выражения, %,

$$\Delta U = X_р \frac{I_{раб}}{I_{ном\ р}} \sin\varphi \quad (9\,23)$$

Остаточное напряжение на шинах при КЗ за реактором определяют из выражения, %

$$U_{ост} = X_р \frac{I_{К\,2}}{I_{ном\ р}}, \quad (9\,24)$$

где $I_{К\,2}$ – установившееся значение тока КЗ при повреждении за реактором

Если остаточное напряжение будет меньше $U_{ост\ доп}$, равного $0{,}6U_{ном}$ (когда отсутствуют специальные требования к $U_{ост\ доп}$), пересчитывают сопротивления реактора по выражению

$$X_{*\ р\ (ном)} = \frac{U_{ост\ доп}X_с I_{ном\ р}U_{ном\ у}}{(1 - U_{ост\ доп})I_б U_{ном\ р}}, \quad (9\,25)$$

где $X_{*\ р\ (ном)}$ – относительное сопротивление реактора, приведенное к номинальным условиям (номинальным данным реактора) $U_{ном\ р}$ – номинальное напряжение реактора, кВ, $U_{ном\ у}$ – среднее номинальное напряжение той ступени напряжения, где произошло КЗ, кВ, $X_с$ – суммарное относительное сопротивление для реактора, приведенное к базисным условиям, $I_{ном\ р}$ – номинальный ток реактора, А

Для получения индуктивного сопротивления реактора используют выражение, %,

$$X_р = X_{*\ р\ (ном)}\ 100\,\% \quad (9\,26)$$

По значению $X_р$ выбирают стандартный реактор с ближайшим большим номинальным индуктивным сопротивлением Выбранный реактор проверяют на электродинамическую и термическую стойкость при прохождении через него тока КЗ Электродинамическая стойкость реактора гарантируется при соблюдении следующего условия

$$i_{ном\ дин} \geqslant i_{у\ р},$$

где $i_{ном\ дин}$ – ток электродинамической стойкости реактора, т е максимальный ток (амплитудное значение), при прохождении которого через реактор не наблюдается какой-либо остаточной деформации его обмоток, $i_{у\ р}$ – ударный ток при трехфазном КЗ за реактором

Таблица 9.14. **Выбор и проверка реакторов на ограничение токов КЗ**

| Проверяемая величина | Формула |
|---|---|
| Номинальное напряжение $U_{ном,р}$, кВ | $U_{ном,р} = U_{ном,у}$ |
| Номинальный ток $I_{ном,р}$, кА | $I_{ном,р} \geqslant I_{ном,у}$ |
| Номинальное реактивное сопротивление $X_{ном,р}$, отн. ед.: | |
| по наибольшему допустимому току КЗ за реактором | $X_{ном,р} \geqslant (X_{доп} - X_{сущ}) \dfrac{I_{ном,р} U_{ном,у}}{I_б U_{ном,р}}$ |
| по наименьшему остаточному напряжению перед реактором (на шинах распределительного устройства) | $X_{ном,р} \geqslant \dfrac{U_{ост,доп} I_{ном,р} U_{ном,у}}{(1 - U_{ост,доп}) I_{\Sigma} U_{ном,р}}$ |
| Пятисекундный ток термической стойкости $I_{5,ном,т,с}$, кА | $I_{5,ном,т,с} \geqslant I_{\infty} \sqrt{\dfrac{t_п}{5}}$ |

Обозначения: $I_{ном,р}$ – номинальный ток реактора, кА; $U_{ном,р}$ – номинальное напряжение реактора, кВ; $U_{ном,у}$ – номинальное (рабочее) напряжение установки, кВ; $X_{доп}$ – наибольшее допустимое расчетное (относительное) реактивное сопротивление цепи КЗ, включая сопротивление реактора (значения $X_{доп}$ находят по расчетным кривым исходя из наибольшей допустимой кратности тока КЗ $k_{доп}$; $X_{сущ}$ – *существующее расчетное (относительное) реактивное сопротивление до реактора*; $I_{\Sigma}$ – приведенный суммарный номинальный ток всех источников питания цепи КЗ, кА, $U_{ост,доп}$ – допустимое остаточное напряжение на шинах распределительного устройства в долях номинального (при отсутствии специальных требований $U_{ост,доп} = 0{,}6\ U_{ном,у}$).

Примечание. Приведенными формулами можно пользоваться при любом заданном времени действия тока КЗ. Если реактор выбирают по начальному значению периодической слагающей тока КЗ и в системе преобладают турбогенераторы, то можно пользоваться формулами

$$X_{ном,р} \geqslant \left( \frac{1}{I''_{доп}} - \frac{1}{I''_{сущ}} \right) \frac{I_{ном,р} U_{ном,у}}{U_{ном,р}}$$

и соответственно

$$X_{ном,р} \geqslant \frac{U_{ост,доп}}{1 - U_{ост,доп}} \frac{I_{ном,р} U_{ном,у}}{I''_{сущ} U_{ном,р}},$$

где $I''_{сущ}$ – существующее номинальное значение периодической слагающей тока КЗ без реактора в точке его предполагаемой установки.

Термическая стойкость реактора характеризуется значением $I_t \sqrt{t}$, поэтому условие термической стойкости реактора имеет вид, кА · с$^{1/2}$,

$$I_t \sqrt{t} \geqslant I_{\infty} \sqrt{t_п} \qquad (9.27)$$

или

$$I_t \sqrt{t} \geqslant \sqrt{B_к},$$

где $I_{\infty}$ – установившийся ток при КЗ за реактором, кА; $t_п$ – приведенное время КЗ, с; $B_к$ – тепловой импульс тока КЗ, характеризующий количество тепла, выделяющегося в реакторе за время КЗ.

Термическая стойкость реакторов, как правило, высока. Проверка на термическую стойкость может оказаться необходимой только для реакторов с малым относительным сопротивлением при большой длительности КЗ. В табл. 9.14 приведены основные данные для выбора и проверки обычных реакторов (с одной обмоткой).

**Выбор и проверка сдвоенных реакторов с двумя обмотками.** Принципиальная схема включения сдвоенного реактора приведена на рис. 9.10. Характерными величинами для сдвоенного реактора являются индуктивность обмоток $L$(мГн) и их взаимная индуктивность $M$ (мГн). Отношение $M/L = K_{св}$ называют коэффициентом связи. Для применяемых реакторов значение коэффициентов связи колеблется от 0,3 до 0,5. Индуктивные сопротивления, Ом, определяют по формулам

$$X_L = 2\pi f L \cdot 10^{-3};\ X_м = 2\pi f M \cdot 10^{-3},$$

где $X_L$ – индуктивное сопротивление одной ветви сдвоенного реактора; $X_м$ – сопротивление взаимоиндукции ветвей сдвоенного реактора.

Относительные значения сопротивлений ветви реактора и взаимоиндукции ветвей реактора, отнесенные к номинальным условиям, определяют по формулам

$$\left.\begin{aligned} X_{*,L,(ном)} &= \frac{\sqrt{3}\, I_{ном,р} X_L}{U_{ном,р}}; \\ X_{*,м,(ном)} &= \frac{\sqrt{3}\, I_{ном,р} X_м}{U_{ном,р}}. \end{aligned}\right\} \qquad (9.28)$$

За номинальный ток сдвоенного реактора принимают номинальный ток одной ветви, средний зажим рассчитан на двойной ток. Наличие магнитной связи между ветвями обусловливает такой режим работы, когда ток $I$ одной ветви реактора наводит в другой ветви реактора напряжение, равное $IX_м = IX_L k_{св}$, которое в свою очередь может иметь направление, совпадающее или противоположное направлению падений напряжения в другой ветви реактора.

Таким образом, суммарное падение напряжения в сдвоенном реакторе зависит от направлений токов в ветвях. Учитывая это,

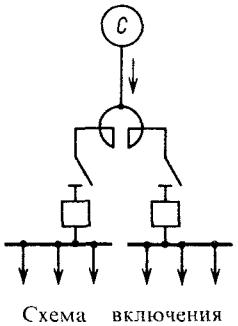



Рис. 9.10. Схема включения сдвоенного реактора

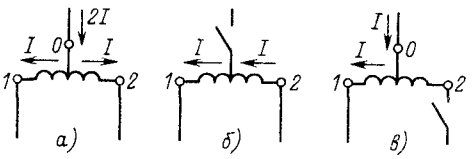



Рис. 9.11. Схемы, поясняющие характерные режимы сдвоенного реактора

различают следующие характерные режимы работы сдвоенного реактора: сквозной, продольный, одноцепной (рис. 9.11).

**Сквозной режим.** В этом режиме цепь от источника тока присоединяют к среднему зажиму, а приблизительно равные нагрузки – к его концам (рис. 9.11, *а*).

Токи, проходящие по обеим половинам реактора, будут иметь противоположные направления и соответственно вызывать уменьшение падения напряжения в каждой половине реактора. Абсолютные значения этих падений напряжения

$$\Delta U_{р,сдв} = IX_L - IX_м = IX_L(1 - k_{св}). \qquad (9.29)$$

Если необходимо получить падение напряжения в относительных единицах, то после соответствующего преобразования [вместо $X_L$ подставим в (9.29) $X_L = X_{*,L,(ном)} \times \times \frac{U_{ном,р}}{\sqrt{3}\, I_{ном,р}}$] получаем выражение

$$\Delta U_{*,р,сдв} = \frac{\sqrt{3}\,\Delta U_{р,сдв}}{U_{ном,р}} = X_{*,L,(ном)}(1 - k_{св})\frac{I}{I_{ном,р}}, \qquad (9.30)$$

где $\Delta U_{*,р,сдв}$ – относительное фазное падение напряжения в одной ветви реактора.

Таким образом, реактивное сопротивление одной половины реактора как бы уменьшается до

$$X'_L = (1 - k_{св}) X_L, \qquad (9.31)$$

и при $k_{св} = 0{,}5$ $X'_L = 0{,}5X_L$. Соответственно уменьшаются потери напряжения в нормальном режиме, что является достоинством применения сдвоенного реактора.

**Продольный режим** (рис. 9.11, *б*). Такой режим возможен, когда реактор отключен со стороны среднего зажима и происходит переток энергии из одной секции в другую. Токи в ветвях реактора одинаковы и направлены в одну сторону. Эти токи наводят напряжения взаимоиндукции одинакового знака с падением напряжения в каждой полови-

не реактора

$$\Delta U_{\text{р, сдв}} = IX_L + IX_{\text{м}} = IX_L(1 + k_{\text{св}}). \quad (9.32)$$

Относительное падение напряжения в ветви

$$\Delta U_{*,\text{ р, сдв}} = X_{*, L, (\text{ном})}(1 + k_{\text{св}}) \frac{I}{I_{\text{ном, р}}}. \quad (9.33)$$

Результирующее падение напряжения в обеих ветвях реактора удвоится, т. е.

$$\Delta U'_{*,\text{р, сдв}} = 2X_{*, L, (\text{ном})}(1 + k_{\text{св}}) \frac{I}{I_{\text{ном, р}}}. \quad (9.34)$$

Результирующее сопротивление сдвоенного реактора

$$X'_L = 2X_L(1 + K_{\text{св}}), \quad (9.35)$$

и при $k_{\text{св}} = 0{,}5$

$$X'_L = 3X_L.$$

**Одноцепной режим** (рис. 9.11, *в*). В этом режиме током обтекается одна ветвь реактора. Падение напряжения в одноцепном режиме между точками *0* и *1* равно падению напряжения в простом реакторе с тем же индуктивным сопротивлением

$$\Delta U = X_L I; \quad (9.36)$$

$$\Delta U_* = X_{*, L, (\text{ном})} \frac{I}{I_{\text{ном, р}}}. \quad (9.37)$$

В одноцепном режиме в ветви, в которой отсутствует ток, между точками *0* и *2* индуктируется ЭДС взаимоиндукции

$$E_{*,\text{м}} = X_{*,\text{м},(\text{ном})} \frac{I}{I_{\text{ном. р}}}, \quad (9.38)$$

и напряжение у зажимов этой ветви

$$U_{*2} = U_{*0} + E_{*,\text{м},(\text{ном})} = U_{*0} + X_{*,\text{м.(ном)}} \frac{I}{I_{\text{ном,р}}}, \quad (9.39)$$

где $U_{*0}$ – напряжение в точке *0* относительно нейтрали.

Когда ток $I$ невелик, напряжение $U_{*2}$ незначительно отличается от $U_{*0}$ и нормального напряжения сети. Однако при КЗ в рабочей ветви *0-1* напряжение $U_{*2}$ может превысить номинальное напряжение сети, несмотря на снижение напряжения у среднего зажима (точка *0*).

**Схема замещения сдвоенного реактора.** Рассмотрим случай, когда сдвоенный реактор связывает три источника питания (рис. 9.12). Все реактивные сопротивления схемы выражены в относительных единицах и приведены к одинаковому базисному значению: $X_a$, $X_b$, $X_c$ – соответственно реактивные сопротивления источников $A$, $B$ и $C$.

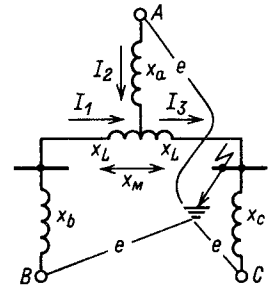



Рис. 9.12. К схеме замещения сдвоенного реактора

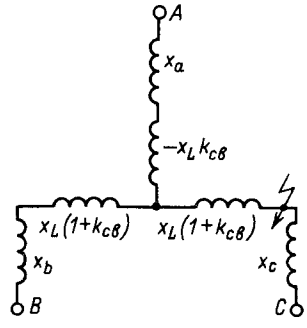



Рис. 9.13. Схема замещения сдвоенного реактора

Падение напряжения от системы $A$ до точки КЗ может быть выражено следующим уравнением:

$$\Delta U_A = I_2 X_a + I_3 X_L + I_1 X_L k_{\text{св}}, \quad (9.40)$$

но так как $I_1 = I_3 - I_2$, то

$$\Delta U_A = I_2(X_a - X_L k_{\text{св}}) + I_3 X_L(1 + k_{\text{св}}). \quad (9.41)$$

Аналогично падение напряжения от системы $B$ до точки КЗ выразится уравнением

$$\Delta U_B = I_1 X_b + I_1 X_L(1 + k_{\text{св}}) + I_3 X_L(1 + k_{\text{св}}). \quad (9.42)$$

Поскольку системы $A$ и $B$ можно условно считать соединенными параллельно, напишем

$$\Delta U_A = \Delta U_B,$$

откуда

$$I_2(X_a - X_L k_{\text{св}}) = I_1[X_b + X_L(1 + k_{\text{св}})]. \quad (9.43)$$

Этому уравнению соответствует эквивалентная схема, представленная на рис. 9.13. Все дальнейшие действия по преобразованию схемы для определения результирующе-

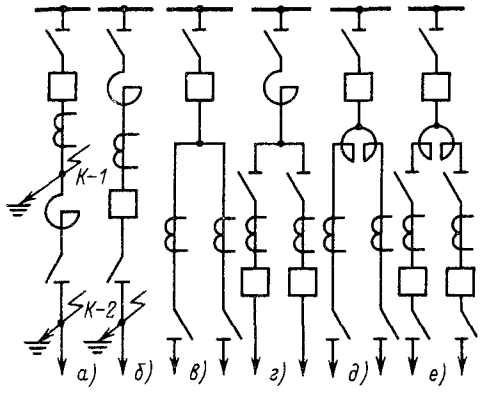



Рис 9 14 Принципиальные схемы включения линейных сдвоенных реакторов

го реактивного сопротивления до места КЗ производят как обычно В дальнейшем будем обозначать индуктивное сопротивление ветви сдвоенного реактора $X_р$

**Схемы включения реакторов.** На рис 9 14, *а* реактор включен после выключателя

ПУЭ рекомендуют выбирать выключатели на реактированных линиях по току, ограниченному реактором (расчетная точка *К-2*) То же самое относится к шинным разъединителям и шинам на ответвлениях Предполагается при этом что применены масляные малообъемные и воздушные выключатели, не опасные в отношении взрыва и пожара Релейная защита должна быть выполнена так, чтобы при замыкании в реакторе срабатывала защита сборных шин

На рис 9 14, *б* реактор включен в цепь до выключателя, что соответствует указанной выше предпосылке о малой вероятности повреждения в реакторе На рис 9 14, *в* и *г* показаны схемы включения группового линейного реактора, т е реактора, к которому подключено несколько линий относительно небольшой мощности Здесь могут быть предусмотрены групповые выключатели со стороны сборных шин (рис 9 14, *в*) или индивидуальные выключатели на выходе (рис 9 14, *г*) В последнем случае обеспечивается независимое отключение линий

Применение групповых реакторов позволяет уменьшить число присоединений к сборным шинам станций (главных понизительных подстанций) и снизить затраты на сооружение распределительного устройства Однако с увеличением номинального тока реактора увеличивается и ток КЗ в распределительной сети, что может привести к увеличению затрат В случае вынужденного отключения группового реактора нарушается работа нескольких линий Поэтому линии одного направления, резервирующие друг друга, должны быть присоединены к сборным шинам через разные реакторы

На рис 9 14, *д* и *е* показаны схемы включения сдвоенного реактора Сдвоенные реакторы относятся к категории групповых, так как они защищают по крайней мере две линии Все сказанное о групповых реакторах относится и к сдвоенным Ветви сдвоенного

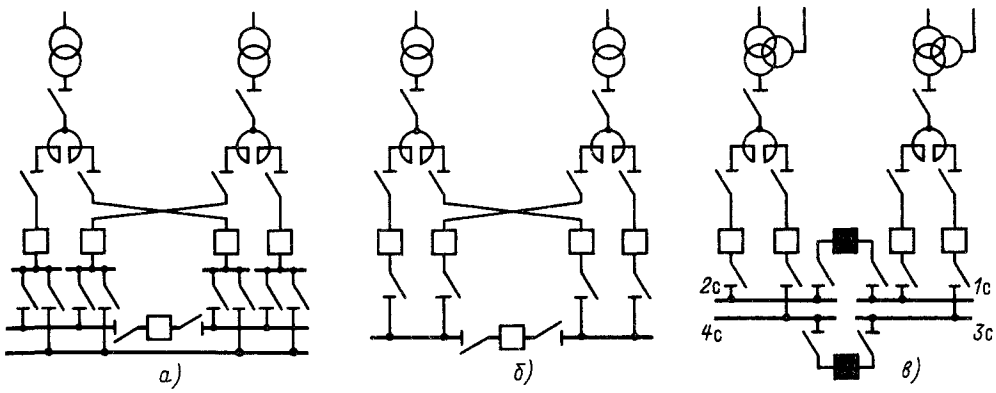



Рис 9 15 Принципиальные схемы включения сдвоенного реактора в цепь силового трансформатора на стороне 6—20 кВ

*а* — в РУ с двумя системами сборных шин с установкой групповых сдвоенных реакторов в цепи каждого трансформатора с параллельной работой последних *б* — в РУ с одной системой сборных шин с установкой групповых сдвоенных реакторов в цепи каждого трансформатора с параллельной работой последних *в* — в РУ с одной системой сборных шин с установкой групповых сдвоенных реакторов в цепях трансформаторов с раздельной работой последних на стороне 6 20 кВ

реактора должны быть нагружены по возможности одинаково, чтобы потери напряжения при нормальной работе были минимальными (сквозной режим) В случае отключения одной линии потери напряжения увеличиваются (одноцепной режим) Это должно быть учтено при выборе относительного сопротивления ветвей сдвоенного реактора

Кроме вышеперечисленных находят применение схемы с включением сдвоенного группового реактора в цепь силового трансформатора на стороне 6 – 20 кВ понизительных подстанций

На рис 9 15, *а* и *б* ветви реакторов подключают к секциям рабочей системы шин так, чтобы трансформаторы и ветви реакторов были загружены равномерно На рис 9 15, *в* загрузка ветвей реакторов зависит от нагрузок соответствующих секций подстанции В этом случае возможна неравномерная загрузка ветвей реакторов

Групповые сдвоенные реакторы, включаемые по схемам рис 9 15, находят применение на подстанциях с трансформаторами мощностью 16 – 40 МВ А

Как показывают расчеты, сдвоенные групповые реакторы с реактивным сопротивлением 7,5 – 10 % обеспечивают допустимые колебания напряжения на секциях при всех суточных изменениях нагрузок даже при $\cos\varphi = 0{,}8$ Чтобы уменьшить неравномерность загрузки обеих ветвей сдвоенного реактора, к каждой секции присоединяют потребителей по возможности с одинаковыми или сходными графиками нагрузок

Реактивное сопротивление одной ветви сдвоенного реактора выбирают таким, чтобы мощность КЗ в сети потребителей была ограничена до 200 тыс кВ А при 6 кВ и до 350 тыс кВ А при 10 кВ с тем, чтобы можно было установить выключатели типа ВМП-10

Сдвоенные реакторы выбирают по

Таблица 9 15 **Выбор и проверка сдвоенных реакторов**

| Проверяемая величина | Формула |
|---|---|
| Номинальное напряжение $U_{ном\ р}$, кВ | $U_{ном\ р} \geqslant U_{ном\ у}$ |
| Номинальный ток ветви $I_{ном\ р}$, кА | $I_{ном\ р} \geqslant 0{,}675 I_{ном\ т}$ |
| Номинальное реактивное сопротивление ветви реактора $X_{ном\ р}$, отн ед | |
| по наибольшему допустимому току КЗ (по номинальному току отключения аппарата или номинальному току термической стойкости кабеля) | $X_{ном\ р} = (X_{доп} - X_{сущ}) \dfrac{I_{ном\ р} U_{ном\ у}}{I_{\Sigma} U_{ном\ р}}$ или $X_{доп} = X_{с} + X_{р} \geqslant \dfrac{I_{б} U_{ном,\ у}}{I_{ном\ 0} U_{ном\ р}}$ |
| по номинальному остаточному напряжению перед реактором | $X_{ном\ р} \geqslant \dfrac{U_{ост\ доп} X_{сущ} I_{ном\ р} U_{ном\ у}}{(1 - U_{ост\ доп}) I_{\Sigma} U_{ном\ р}}$ |
| Номинальный ток электродинамической стойкости (амплитудное значение) $i_{ном\ дин}$, кА | $i_{ном\ дин} \geqslant i_{у\ р}$ |
| Пятисекундный ток термической стойкости $I_5$, кА | $I_5 \geqslant I_{\infty} \sqrt{\dfrac{t_п}{5}}$ |

Обозначения $I_{ном\ т}$ – номинальный ток силового трансформатора, в цепи которого установлен сдвоенный реактор $i_{у\ р}$ – ударный ток полученный из расчета токов КЗ, $I_5$ – пятисекундный ток термической стойкости гарантированный заводом, выпускающим сдвоенные реакторы, $I_{\infty}$ – установившийся ток КЗ, полученный из расчета

номинальному току, номинальному напряжению, индуктивному сопротивлению; проверяют на электродинамическую и термическую стойкость, остаточное напряжение, потери напряжения. Обычно сдвоенный реактор выбирают таким образом, чтобы номинальный ток одной ветви был не менее 0,676 номинального тока трансформатора, питающего две секции. В нормальном режиме реактор будет недогружен и за счет этого сможет при аварийных условиях несколько перегружаться (длительно на 15 – 20%).

Потери напряжения в сдвоенном реакторе подсчитывают по выражению, %,

$$\Delta U = X_{\text{ном. р}} \frac{I_{\text{в}}}{I_{\text{ном. в}}}(1 - k_{\text{св}})\sin\varphi, \quad (9.44)$$

где $X_{\text{ном р}}$ – индуктивное сопротивление одной ветви реактора, %; $I_{\text{в}}$ – рабочий (расчетный) ток ветви; $I_{\text{ном в}}$ – номинальный ток ветви; $k_{\text{св}}$ – коэффициент связи.

Остаточное напряжение на шинах при КЗ за сдвоенным реактором определяют из выражения, %,

$$U_{\text{ост}} = X_{\text{ном. р}}\left(\frac{I_{\text{к. в}}}{I_{\text{ном. в}}} - k_{\text{св}}\frac{I_{\text{д. в}}}{I_{\text{ном. в}}}\right), \quad (9.45)$$

где $I_{\text{к. в}}$ – ток КЗ при повреждении за ветвью реактора; $I_{\text{д. в}}$ – рабочий (расчетный) ток другой ветви; $I_{\text{ном в}}$ – номинальный ток реактора.

Если остаточное напряжение меньше $U_{\text{ост. доп}}$, то сопротивление ветви сдвоенного реактора выбирают по (9.25), в котором вместо $I_{\text{ном}}$ подставляют номинальный ток ветви $I_{\text{ном в}}$. Выбранный сдвоенный реактор проверяют на электродинамическую стойкость. В табл. 9 15 приведены основные данные для выбора и проверки сдвоенных реакторов.

## 9.9. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Трансформаторы тока выбирают по номинальному току, номинальному напряжению, нагрузке вторичной цепи, обеспечивающей погрешность в пределах паспортного класса точности. Трансформаторы тока проверяют на внутреннюю и внешнюю электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ. Выбор трансформаторов тока по номинальному току состоит в соблюдении условия

$$I_{\text{ном. т. т}} \geqslant I_{\text{ном. у}}. \quad (9.46)$$

Однако, выбрав трансформатор по (9.46), часто приходится повышать $I_{\text{ном. т. т}}$ и иметь соотношение

$$I_{\text{ном. т. т}} = (5 \div 10) I_{\text{ном. у}}.$$

Это объясняется тем, что при питании от мощных энергосистем цеховых трансформаторов трансформаторы тока оказываются нестойкими к динамическим воздействиям токов КЗ. Иногда это несоответствие так велико, что приходится отказываться от установки трансформаторов тока на стороне высшего напряжения, переводить установку счетчиков для учета электроэнергии на сторону низшего напряжения и защищать трансформаторы плавкими предохранителями.

Выбор трансформаторов тока по номинальному напряжению сводится к сравнению напряжения трансформатора тока и установки, для которой он предназначен. В этом случае достаточно, чтобы соблюдалось условие

$$U_{\text{ном. т. т}} \geqslant U_{\text{ном. у}}.$$

Выбор трансформатора тока по нагрузке вторичной цепи для обеспечения его работы в требуемом классе точности состоит в соблюдении условия

$$S_{2\text{ном}} \geqslant S_{2\text{р}},$$

где $S_{2\text{ном}}$ – допустимая (номинальная) нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока, В·А; $S_{2\text{р}}$ – расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном (рабочем) режиме, В·А.

Допустимая нагрузка вторичной цепи трансформатора тока

$$S_{\text{ном2}} = I^2_{\text{ном2}} Z_{\text{ном2}}.$$

Здесь $I_{\text{ном2}}$ – номинальный ток вторичной обмотки; $Z_{\text{ном2}}$ – полное допустимое сопротивление внешней цепи,

$$Z_{\text{ном2}} \approx \Sigma r_{\text{приб}} + r_{\text{доп}} + r_{\text{конт}},$$

где $\Sigma r_{\text{приб}}$ – сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле; $r_{\text{доп}}$ – допустимое сопротивление соединительных проводов; $r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов (в расчете его обычно принимают равным 0,1 Ом).

Необходимое минимальное сечение соединительных проводов

$$s_{\text{р}} = \rho\frac{l_{\text{р}}}{r_{\text{доп}}},$$

где $l_{\text{р}}$ – расчетная длина соединительных проводов; $\rho$ – удельное сопротивление провода.

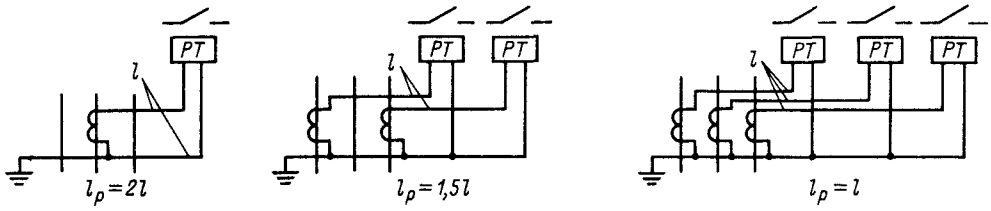



Рис. 9.16. Варианты включения реле тока (или соответственно приборов) для определения расчетной длины проводов при установке трансформаторов тока

Таблица 9.16. **Выбор и проверка трансформаторов тока**

| Проверяемая величина | Формула |
|---|---|
| Номинальный первичный ток, А<br>Номинальное напряжение, кВ<br>Нагрузка вторичной обмотки, В·А | $I_{ном,т,т} \geqslant I_{ном,у}$<br>$U_{ном,т,т} \geqslant U_{ном,у}$<br>$S_{2ном} \geqslant S_{2р}$ |
| Кратность допустимого тока внутренней электродинамической стойкости | $k_{дин} \geqslant \dfrac{i_{у,р}}{\sqrt{2} I_{ном,т,т}}$ |
| Допустимое усилие на головку изолятора трансформатора тока (внешняя динамическая стойкость) | $F_{дин} \geqslant 0{,}88 \cdot 10^{-2} i^2_{у,р} l/a$ |
| Кратность односекундного тока термической стойкости | $k_{т,с} \geqslant \dfrac{I_\infty \sqrt{t_п}}{I_{ном,т,т} \sqrt{t_{ном,т,с}}}$ |

Обозначения: $i_{у,р}$ – ударный расчетный ток КЗ, кА; $I_\infty$ – установившийся ток КЗ, кА; $t_п$ – приведенное время КЗ, с; $I_{ном,т,т}$ – номинальный ток трансформатора тока в первичной цепи, кА; $a$ – расстояние между осями фаз, см, $l$ – расстояние от трансформатора до ближайшего опорного изолятора, см.

Примечания: 1. Внутреннюю и внешнюю электродинамическую стойкость трансформаторов тока типа ТПОФ проверяют по формуле

$$k_{дин} \geqslant \frac{\sqrt{20}}{a} \frac{i_{у,р}}{\sqrt{2} I_{ном,т,т}}$$

2. Встроенные трансформаторы тока на электродинамическую и термическую стойкость не проверяют.

3. Если в каталогах кратность тока электродинамической стойкости дана для вторичной номинальной нагрузки в высшем классе точности, то при отличии действительной нагрузки от номинальной вводится поправка по формуле

$$k'_{дин} = k_{дин} \frac{\beta + Z_{2ном}}{\beta + Z_{2д}},$$

где $Z_{2ном}$ – номинальное сопротивление вторичной цепи, Ом; $Z_{2д}$ – действительное сопротивление вторичной цепи, Ом; $\beta$ – коэффициент, определяемый из разд. 8.

4. Если требуется, чтобы при КЗ погрешность измерительных приборов или реле не превышала 10%, кратность насыщения трансформатора тока, приводимую в каталогах, проверяют по формуле

$$k_{нас} \geqslant \frac{i_{у,р}}{\sqrt{2} I_{ном,т,т}}.$$

Расчетную длину соединительных проводов определяют с учетом схемы включения приборов (рис. 9.16). При схеме полной звезды $l_р = l$; при схеме неполной звезды $l_р = 1{,}5l$; при одном трансформаторе тока $l_р = 2l$, где $l$ – длина провода (в один конец), соединяющего трансформатор тока и прибор. Принимаемое стандартное сечение должно быть не меньше расчетного. Минимальное сечение проводов во вторичной цепи трансформатора тока равно 2,5 мм$^2$ для алюминиевых и 1,5 мм$^2$ для медных проводов.

При проверке трансформаторов тока на электродинамическую стойкость находят отношение $i_{ном, дин}$ к амплитуде номинального первичного тока, которое называют коэффициентом внутренней электродинамической стойкости,

$$k_{дин} = \frac{i_{ном, дин}}{\sqrt{2}\, I_{ном, т, т}}. \qquad (9.47)$$

Этот коэффициент определяется заводом-изготовителем. Следовательно, условие проверки трансформатора тока можно записать в виде

$$i^{(3)}_{у, р} \leqslant k_{дин}\sqrt{2}\, I_{ном, т, т}. \qquad (9.48)$$

Проверку на внешнюю электродинамическую стойкость трансформаторов тока производят путем определения и сравнения расчетного усилия с допустимым, приходящимся на головку изолятора трансформатора тока, имеющую большее плечо. Внешнюю динамическую стойкость проверяют только у шинных и многовитковых трансформаторов тока. Для одновитковых трансформаторов тока внешнюю и внутреннюю стойкость проверяют по формуле табл. 9.16 (прим. 1).

Термическую стойкость трансформатора тока обычно характеризуют отношением тока термической стойкости к номинальному первичному току, которое называют коэффициентом термической стойкости,

$$k_{т, с} = \frac{I_{ном, т, с}}{I_{ном, т, т}}. \qquad (9.49)$$

Коэффициент термической стойкости задается заводом-изготовителем. Следовательно, условие термической стойкости для трансформатора тока можно записать в виде

$$I^2_{\infty} t_{п} \leqslant (k_{т, с} I_{ном, т, т})^2\, t_{ном, т, с}. \qquad (9.50)$$

## 9.10. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Трансформаторы напряжения выбирают по номинальному напряжению первичной цепи, классу точности и схеме соединения обмоток. Соответствие классу точности следует проверить сопоставлением номинальной нагрузки вторичной цепи с фактической нагрузкой от подключенных приборов. Для контроля изоляции в сетях с малыми токами замыкания на землю применяют трехфазные пятистержневые трансформаторы напряжения.

Если схема соединения обмоток трансформатора напряжения соответствует схеме соединения параллельных катушек измерительных приборов (например, ваттметров и счетчиков к двум однофазным трансформаторам напряжения, соединенным по схеме открытого треугольника), то нагрузку на каждую фазу легко определить, суммируя нагрузку всех параллельных катушек приборов (реле),

$$S_{2р} = \sqrt{(\Sigma P_{приб})^2 + (\Sigma Q_{приб})^2}. \qquad (9.51)$$

Если схемы соединения обмоток трансформатора напряжения и катушек напряжения приборов различны (например, присоединение ваттметров и счетчиков к трехфазному трансформатору напряжения с соединением обмоток звезда – звезда), то нагрузку на каждую фазу точно определить нельзя. В этом случае обычно подсчитывают полную трехфазную нагрузку от всех измерительных приборов и сравнивают ее с трехфазной номинальной мощностью трансформатора или группы трех однофазных трансформаторов в данном классе точности.

Формулы для вычисления нагрузок фаз трансформаторов напряжения при разных схемах соединения даны в табл. 9.17.

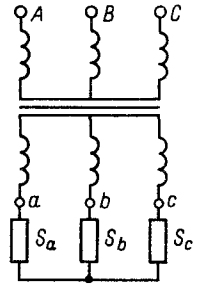
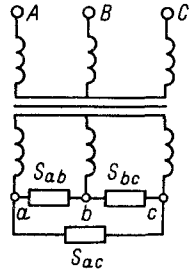
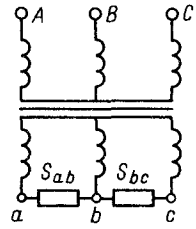
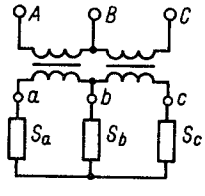
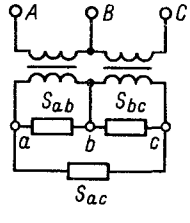
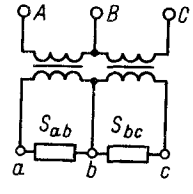
За номинальную мощность $S_{ном, т, н}$ следует принимать:

1) мощность всех трех фаз – для трансформаторов, соединенных по схеме звезды;

2) удвоенную мощность одного трансформатора – для однофазных трансформаторов, соединенных по схеме открытого треугольника.

Определив нагрузку фаз трансформаторов по табл. 9.18 и формуле (9.51), приравниваем ее к номинальной вторичной нагрузке выбранного трансформатора напряжения. Следовательно, условием соответствия трансформаторов напряжения заданному классу точности является следующее неравенство:

Таблица 9.17. **Формулы для вычисления нагрузок фаз трансформаторов напряжения при разных схемах соединения обмоток**

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Схемы включения нагрузок при соединении обмоток трансформаторов напряжения в полную звезду | |  |  |  |
| Формулы для нагрузок фаз | *a* | $S_a$ | $\frac{1}{2}\left(S_{ab}+S_{ac}\right)$ | $\frac{1}{2}S_{ab}$ |
| | *b* | $S_b$ | $\frac{1}{2}\left(S_{ab}+S_{bc}\right)$ | $\frac{1}{2}\left(S_{ab}+S_{bc}\right)$ |
| | *c* | $S_c$ | $\frac{1}{2}\left(S_{bc}+S_{ac}\right)$ | $\frac{1}{2}S_{bc}$ |
| Схемы включения нагрузок при соединении обмоток трансформаторов напряжения в открытый треугольник | |  |  |  |
| Формулы для нагрузок фаз | *ab* | $S_a+\frac{1}{2}S_b$ | $S_{ab}+\frac{1}{2}S_{ac}$ | $S_{ab}$ |
| | *bc* | $S_c+\frac{1}{2}S_b$ | $S_{bc}+\frac{1}{2}S_{ac}$ | $S_{bc}$ |

$$S_p \leqslant S_{ном.т.н}.$$

Мощности, потребляемые обмотками напряжения измерительных приборов, и значения $\cos\varphi$ принимают по табл. 9.18. Сечения проводов и кабелей, питающих цепи напряжения счетчиков, выбирают такими, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,5 % номинального напряжения. Проверку по электродинамической и термической стойкости аппаратов и ошиновки цепей трансформаторов напряжения при условии расположения их в отдельной камере производить не нужно. Для выбора и проверки трансформаторов напряжения приведена табл. 9.19.

Таблица 9.18. **Усредненная мощность, потребляемая обмотками напряжения измерительных приборов**

| Прибор | Полная потребляемая прибором мощность, В·А | Тип | Прибор | Полная потребляемая прибором мощность, В·А | Тип |
|---|---|---|---|---|---|
| Вольтметр электромагнитный | 2,6 | Э377 | Фазометр электродинамический | 5 | Д301 |
| Амперметр электромагнитный | 5 | Э309 | Фазометр универсальный | 15 | Д586 |
| Ваттметр ферродинамический | 0,5 | Д585 | Счетчик трехфазный трансформаторный | 1,5 | СА3-И670 |
| Ваттметр и варметр ферродинамический | 1,5 | Д335 | Счетчик трехфазный | 1,5 | СА3-И677 |
| Частотомер: | | | Счетчик однофазный | 1,2 | СО-2М |
| вибрационный | 2 | В80 | Реле напряжения | 0,15 | РН-51 |
| ферродинамический | 12 | Д506 | Реле напряжения | 15 | РЭВ84 |
| электродинамический | 3 | Э8004 | Реле мощности | 35 | РВМ271 |
| электромагнитный | 3 | Э371 | Отключающая катушка минимального напряжения | 30 | ПРБА |

Таблица 9.19. **Выбор и проверка трансформаторов напряжения по классу точности**

| Проверяемая величина | Формула | Проверяемая величина | Формула |
|---|---|---|---|
| Номинальное первичное напряжение $U_{ном,т,н}$, кВ | $U_{ном,т,н} \geqslant U_{ном,у}$ | Тип и схема соединения обмоток | В зависимости от назначения |
| | | Нагрузка на фазу $S_{2ном}$, В·А | $S_{2р} \leqslant S_{2ном}$ |
| | | Погрешность $N$, % | $N \leqslant N_{доп}$ |

РАЗДЕЛ ДЕСЯТЫЙ

# ДОПУСТИМЫЕ ПЕРЕГРУЗКИ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

## 10.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

При эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий появляется необходимость перегрузки их отдельных элементов (генераторов, силовых трансформаторов, воздушных и кабельных линий, электрических аппаратов и т. п.) продолжительностью от нескольких часов до нескольких суток. Режимы перегрузок возникают в результате отключения части элементов систем электроснабжения при проведении их плановых или аварийных ремонтов.

Учет перегрузочной способности этих элементов в условиях эксплуатации позволяет обеспечить надежность электроснабжения потребителей с наименьшими суммарными затратами на установку электрооборудования при сохранении нормальной продолжительности их работы. Перегрузочную способность элементов, обусловленную ростом нагрузки во времени, необходимо учитывать и при проектировании систем промышленного электроснабжения. Отклонение показателей качества электроэнергии от норм, регламентированных стандартами, влияет на определение перегрузочной способности элементов систем электроснабжения.

Перегрузки отдельных элементов регламентированы ПУЭ; что касается воздушных линий, то ПУЭ не регламентируют для них допустимых перегрузок. Материал, приведенный в настоящем разделе по допустимой перегрузке воздушных линий, получен на основе многолетних исследований, но не является директивным. Им могут воспользоваться инженеры, работающие в области промышленной энергетики, для решения конкретных задач, возникающих как при эксплуатации систем электроснабжения, так и при их проектировании.

## 10.2. ПЕРЕГРУЗКА ГЕНЕРАТОРОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

При эксплуатации турбогенераторов существуют нормальные установившиеся режимы, длительно допустимые установившиеся режимы, отличные от номинальных, а также кратковременные перегрузки турбогенераторов в неустановившихся симметричном и несимметричном режимах. Характеристики некоторых генераторов приведены в табл. 10.1. Основными параметрами генератора являются полная мощность $S_{ном}$, напряжение $U_{ном}$ и ток $I_{ст}$ статора, ток ротора $I_р$, коэффициент мощности $\cos\varphi$, частота $f$, температура $\theta_{о,с}$ и давление $p_{о,с}$ охлаждающей среды. Параметры считают неизменными, если их отклонения, неизбежные в эксплуатации, находятся в заданных допустимых пределах, не влияющих на режим работы генератора. Напряжение генератора должно быть симметричным и синусоидальным, т. е. напряжение обратной последовательности не должно превышать 1%, а коэффициент несинусоидальности – 5%. Нагрузку генератора считают неизменной, если отклонение тока и напряжения статора от установившегося значения находится в пределах $\pm 5\%$, а тока возбуждения и частоты – в пределах $\pm 1\%$.

Нагрузка синхронных генераторов изменяется в соответствии с графиком нагрузки промышленного предприятия. При этом реактивную мощность изменяют путем регулирования тока возбуждения, а активную – изменением количества энергоносителя (пара или воды), пропускаемого через турбину.

**Допустимые перегрузки генераторов в нормальных режимах.** Под нормальными режимами генератора подразумевают такие, в которых он может работать длительно без ограничения и которые предусмотрены ГОСТ 183 – 74 и 533 – 76. К ним относят номинальный режим, параметры которого указаны в паспортных данных генератора (табл. 10.1), все режимы с неполной (частичной) нагрузкой и режимы с переменной регулируемой нагрузкой при условии, что в процессе изменения нагрузки основные параметры генератора не отклоняются от допустимых значений. Работа с номинальными параметрами может продолжаться как угодно длительно. При этом температура обмоток статора, ротора и стали не выходит за

Таблица 10.1. **Характеристики некоторых турбогенераторов**

| Тип турбогенераторов | $S_{ном}$, МВ·А | $P_{ном}$, МВт | $U_{ном}$, кВ | $\cos\varphi_{ном}$ | $I_{ном}$, кА | Температура охлаждающей воды, °С | Длительно допустимый режим | | | | | Максимальное давление водорода, МПа | Допустимая перегрузка |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | $S_{доп}$, МВ·А | $P_{доп}$, МВт | $\cos\varphi$ | $I_{доп}$, кА | Температура охлаждающей воды, °С | | |
| ТВС-30 | 37,5 | 30 | 6,3 | 0,8 | 3,44 | 33 | 39,5 | – | 0,925 | 3,62 | 23 | 0,1 | 1,2 |
| ТВС-30 | 37,5 | 30 | 10,5 | 0,8 | 2,065 | 33 | 39,5 | – | 0,925 | 2,175 | 23 | 0,1 | 1,2 |
| ТВФ-60-2 | 75 | 60 | 6,3 | 0,8 | 6,88 | 33 | 84,8 | – | 0,85 | 7,78 | 20 | 0,25 | 1,2 |
| ТВФ-60-2 | 75 | 60 | 10,5 | 0,8 | 4,125 | 33 | 84,8 | – | 0,85 | 4,67 | 20 | 0,25 | 1,2 |
| ТВФ-63-2 | 78,75 | 63 | 6,3 | 0,8 | 7,21 | – | 89 | 75,6 | 0,85 | 8,15 | – | – | 1,2 |
| ТВФ-63-2 | 78,75 | 63 | 10,5 | 0,8 | 4,33 | – | 89 | 75,6 | 0,85 | 4,89 | – | – | 1,2 |
| ТВФ-100-2 | 117,5 | 100 | 10,5 | 0,85 | 6,475 | 33 | 125 | – | 0,8 | 6,88 | 20 | 0,25 | 1,2 |
| ТВФ-120-2 | 125 | 100 | 10,5 | 0,8 | 6,875 | 33 | 141,2 | 120 | 0,85 | 7,76 | – | 0,35 | 1,2 |
| ТВВ-165-2 | 176,5 | 150 | 18 | 0,85 | 5,67 | 33 | 188,2 | – | 0,85 | 6,043 | 33 | 0,35 | 1,1 |
| ТВВ-165-2 | 176,5 | 150 | 18 | 0,85 | 5,67 | 33 | 195 | – | 0,9 | 6,26 | 33 | 0,35 | 1,1 |
| ТВВ-200-2 | 235,3 | 200 | 15,75 | 0,85 | 8,625 | 33 | 244,5 | – | 0,9 | 8,98 | – | 0,35 | 1,1 |

Таблица 10 2 **Допустимая перегрузка турбогенераторов по току статора**

| Продолжительность перегрузки, мин | Допустимая кратность перегрузки | | |
|---|---|---|---|
| | с косвенным охлаждением обмоток (ТВФ) | с непосредственным охлаждением водородом | |
| | | ТВВ | ТГВ |
| 60 | 1,1 | 1,1 | — |
| 15 | 1,15 | 1,15 | — |
| 10 | — | — | 1,1 |
| 6 | 1,2 | 1,2 | 1,15 |
| 5 | 1,25 | 1,25 | — |
| 4 | 1,3 | 1,3 | 1,2 |
| 3 | 1,4 | 1,35 | 1,25 |
| 2 | 1,5 | 1,4 | 1,3 |
| 1 | 2 | 1,5 | 1,5 |

Примечание При работе с перегрузкой по току более 10 мин требуется повышение давления водорода не менее чем на 0 05 МПа

Таблица 10 3 **Допустимая перегрузка турбогенераторов по току ротора**

| Продолжительность перегрузки с | Допустимая кратность перегрузки | |
|---|---|---|
| | ТВФ | ТВВ и ТГВ |
| 20 | — | 2 |
| 30 | 2 | — |
| 60 | 1,7 | 1,5 |
| 240 | 1,2 | 1,2 |
| 3600 | 1,06 | 1,06 |

Примечание Снятие перегрузки роторов генераторов указанных типов должно как правило производиться автоматически

допустимые пределы, т е соблюдаются расчетные условия охлаждения машины, длительный установившийся режим работы, который ограничивается главным образом ее нагревом Температура входящей в газоохладитель воды и выходящего из него газа (воздуха или водорода), а также (в случае непосредственного охлаждения) охлаждающей жидкости (дистиллята или масла) должна соответствовать принятым нормам (у дистиллята 33, у масла 40 °С) Избыточное давление водорода должно соответствовать заводским требованиям

Работа генератора с токами статора и ротора, превышающими номинальные, опасна прежде всего из-за превышения температуры обмоток, а в некоторых случаях (например, при КЗ) из-за возможных механических повреждений Эта опасность тем больше, чем больше длительность перегрузки Поэтому допускают кратковременную перегрузку генераторов, зависящую не только от ее продолжительности, но и от вида системы охлаждения (табл 10 2, 10 3)

Для генераторов с косвенным охлаждением время, за которое будет достигнут предельный перегрев и которое, следовательно, представляет собой допустимую длительность перегрузки $\tau_{доп\ п}$ при известной длительности $\tau_{доп1}$ заданной перегрузки (обычно двукратной или полуторакратной), находят из следующего соотношения

$$\tau_{доп\ п} = \tau_{доп1} \frac{K_{j1}^2 - 1}{K_{jп}^2 - 1}, \qquad (10\ 1)$$

где $K_{jп}$ – кратность перегрузки

Так как допустимая длительность полуторакратной перегрузки для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмотки статора и ротора составляет 2 мин, то

$$\tau_{доп\ п} = 120 \frac{2{,}25 - 1}{K_{jп}^2 - 1} = \frac{150}{K_{jп}^2 - 1} \qquad (10\ 2)$$

Эта формула применима для обмотки ротора и статора

Для турбогенераторов с непосредственным охлаждением учитывают неравномерный подогрев охлаждающей среды в каналах стержней, а также увеличение постоянной времени нагрева Для турбогенераторов ТГВ, ТВВ и ТВМ установлена длительность полуторакратной перегрузки не 2, а 1 мин Поэтому для статоров турбогенераторов этих типов

$$\tau_{доп\ п} = \frac{75}{K_{jп}^2 - 1} \qquad (10\ 3)$$

Для роторов с непосредственным охлаждением установлена допустимая длительность двукратной перегрузки 20 с, отсюда

$$\tau_{доп\ п} = \frac{60}{K_{jп}^2 - 1} \qquad (10\ 4)$$

Машины с непосредственным охлаждением обмоток более чувствительны к деформации обмоток при их нагревании Это объясняется и более высокими номинальными плотностями тока в их обмотках, и не-

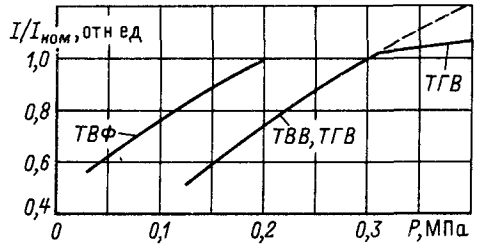



Рис 10 1 Нагрузка генераторов при изменении давления водорода

равномерностью нагрева обмотки при перегрузках из-за подогрева охлаждающей среды в каналах Поэтому они допускают меньшие перегрузки, чем машины с косвенным охлаждением

В машинах с косвенным и непосредственным охлаждением обмоток учитывают также возможность длительной перегрузки по току генераторов при изменении давления водорода (рис 10 1, табл 10 4)

Таблица 10 4 **Кратность перегрузки по полной мощности для турбогенераторов с косвенным охлаждением при повышении давления водорода**

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Избыточное давление водорода, МПа . . . . . | 0,35 | 0,5 | 1 05 | 2,1 |
| Кратность перегрузки по отношению к мощности при 0,35 МПа . . . . . | 1 | 1,07 | 1,15 | 1 25 |

В машинах со смешанным водородно-водяным охлаждением статора повышение нагрузки при уменьшении температуры охлаждающей среды не допускают, так как температура газа и воды может изменяться независимо друг от друга и затруднит контроль нагрузок настолько, что нагрузка генератора из-за неправильной оценки условий охлаждения может быть увеличена до недопустимых значений Показателем, характеризующим предел статической устойчивости собственно генератора, является статическая перегружаемость, определяемая нормированной ГОСТ 533 – 76 формулой

$$W = \frac{i_{в\ ном}}{i_{в\ к} \cos \varphi_{ном}}, \qquad (10\ 5)$$

где $i_{в\ ном}$ – номинальный ток возбуждения, $i_{в\ к}$ – ток возбуждения при установившемся трехфазном КЗ и номинальном токе статора, $\cos \varphi_{ном}$ – номинальный коэффициент мощности

Статическая перегружаемость турбогенераторов мощностью до 300 МВт не должна быть ниже 1 7 При повышении мощности турбогенератора на 10 – 15% статическая перегружаемость уменьшается на 5 – 10% При эксплуатации турбогенератора с перегрузкой изменяются условия форсировки возбуждения и значение потолка напряжения, так как начальное напряжение возбуждения возрастает примерно пропорционально мощности турбогенератора

Форсировочной способностью по напряжению считают отношение наибольшего установившегося напряжения (потолка) $U_{в\ п\ в}$ возбудителя к номинальному напряжению возбуждения $U_{в\ ном}$, а под форсировочной способностью по току понимают отношение предельного (наибольшего допустимого по нагреву обмотки ротора) тока возбуждения $i_{в\ п}$, создаваемого возбудителем в режиме форсировки, к номинальному току возбуждения $i_{в\ ном}$

Быстродействие системы возбуждения при форсировке напряжения при аварийных ситуациях в системе электроснабжения характеризуют номинальной скоростью нарастания напряжения возбудителя, 1/с,

$$V = 0{,}632 \frac{U_{в\ п} - U_{в\ ном}}{U_{в\ ном}\, t_1}, \qquad (10\ 6)$$

где $U_{в\ п}$ – предельное напряжение возбудителя (для электромашинных возбудителей $U_{в\ п} = U_{в\ п\ в}$, для вентильных систем $U_{в\ п} > U_{в\ п\ в}$), $t_1$ – время, в течение которого напряжение возбудителя возрастает до значения $U_в = U_{в\ ном} + 0{,}632(U_{в\ п} - U_{в\ ном})$

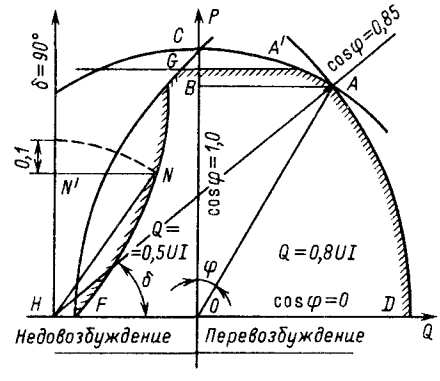



Рис 10 2 Диаграмма мощности турбогенератора

Таблица 10.5. **Карта допустимых нагрузок турбогенераторов серии ТВФ-60-2**

| Обмотка | Напряжение статора, кВ | Нагрузка, А, при температуре охлаждающего газа, °С | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | до 30 | 31–35 | 36–40 | 41–45 | 46–50 | 51–55 |
| Статор | 6,62 | 6880 | 6700 | 6540 | 6220 | 4900 | 5530 |
| | 6,3 | 7240 | 7060 | 6880 | 6540 | 6200 | 5800 |
| | 5,98 | 7600 | 7400 | 7220 | 6860 | 6510 | 6100 |
| Ротор | 6,62 | 1840 | 1787 | 1735 | 1680 | 1620 | 1560 |
| | До 6,3 | 1800 | 1750 | 1700 | 1650 | 1590 | 1520 |

Таблица 10.6. **Карта допустимых нагрузок турбогенераторов серии ТВВ-300-2**

| Обмотка | Напряжение статора, кВ | Нагрузка, А, при температуре охлаждающего газа, °С | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | до 40 | 41–45 | 46–50 | 51–55 |
| Статор | 21 | 10 100 | 9700 | 9100 | 8560 |
| | 20 | 10 500 | 10 200 | 9600 | 9000 |
| | 19 | 11 100 | 10 700 | 10 100 | 9450 |
| Ротор | 21 | 2925 | 2830 | 2720 | 2630 |
| | До 20 | 2900 | 2800 | 2690 | 2580 |

Таблица 10.7. **Допустимые нагрузки турбогенераторов в режимах недовозбуждения**

| Тип генератора | Характеристика генератора | | | | Допустимая потребляемая реактивная мощность, Мвар, при активной нагрузке, % | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $P$, МВт | $U$, кВ | cosφ | Избыточное давление, МПа | 100 | 95 | 90 | 80 | 60 | 40 |
| ТВФ-60-2 | 60 | 6,3 | 0,8 | 0,2 | 13 | 16 | 18 | 23 | 31 | 37 |
| ТВФ-60-2 | 60 | 10,5 | 0,8 | 0,2 | 16 | 20 | 22 | 28 | 37 | 42 |
| ТВФ-100-2 | 100 | 10,5 | 0,85 | 0,2 | 16 | 20 | 22 | 28 | 37 | 42 |
| ТВВ-165-2 | 150 | 18 | 0,85 | 0,3 | 27 | 32 | 35 | 41 | 50 | 54 |
| ТВВ-200-2 | 200 | 15,75 | 0,85 | 0,3 | 22 | 34 | 39 | 47 | 62 | 74 |
| ТВВ-320-2 | 300 | 20 | 0,85 | 0,35 | 48 | 54 | 60 | 72 | 90 | 108 |
| ТГВ-200 | 200 | 15,75 | 0,85 | 0,3 | — | — | 18 | 40 | 57 | 69 |

Кратность форсировки по напряжению и соответственно предельное напряжение возбудителя ограничивают испытательным напряжением изоляции обмотки ротора. Предельный ток и длительность работы, зависящие от типа системы охлаждения, ограничивают допустимым нагревом ротора. Значение потолка напряжения при форсировке возбуждения для большинства турбогенераторов превосходит двукратное напряжение возбуждения в режиме работы с максимально возможной для турбогенераторов нагрузкой. В практике эксплуатации для определения допустимых нагрузок в режимах недовозбуждения используют диаграммы мощности (рис. 10.2), а в режимах перевозбуждения – карты допустимых нагрузок (табл. 10.5, 10,6), позволяющие одновременно оценить влияние на нагрузку температуры охлаждающей среды, напряжения и cosφ. Карты допустимых нагрузок составляют для каждой машины на основании специальных эксплуатационных испытаний на нагрев.

Исходными условиями для составления карт допустимых нагрузок являются сохранение полной мощности генератора при отклонении напряжения на $\pm 5\%$ и увеличение мощности при снижении температуры охлаждающей среды и уменьшение мощности при повышении температуры этой среды. Значительно большее влияние на полную и активную мощность генератора оказывают изменения коэффициента мощности (рис. 10.2). Работу в режиме недовозбуждения применяют в часы провала нагрузки из-

за избытков реактивной мощности и невозможности кратковременных остановов крупных генераторов. Если работа генератора в режиме недовозбуждения (потребления реактивной мощности) допустима, то необходимо, чтобы ток возбуждения был больше $i_{в,min}$. Кроме того, необходим быстродействующий автоматический регулятор возбуждения (АРВ) для устойчивой работы генератора в этом режиме (потребляемая реактивная мощность не должна превышать $Q_{max}$).

В табл. 10.7 приведены допустимые нагрузки турбогенераторов в режимах недовозбуждения. В режиме с перевозбуждением турбогенератор работает как синхронный компенсатор, при этом длительную его работу разрешают при токе возбуждения не выше номинального ($i_в \leqslant i_{в,ном}$). При повышении $\cos\varphi$ до 1 длительно могут работать только турбогенераторы с косвенным охлаждением. Возможность такой работы турбогенераторов с непосредственным охлаждением определяют на основании тепловых испытаний. У таких генераторов, как правило, $\cos\varphi \leqslant 0{,}95 \div 0{,}96$.

**Перегрузка генераторов при асинхронных режимах** возникает при потере возбуждения вследствие повреждений в системе возбуждения или ошибочных отключений автомата гашения поля, а также при выпадении машины из синхронизма в результате КЗ в сети и несинхронной частоте вращения одного или несколько генераторов. Допустимая мощность генератора в асинхронном режиме зависит от состояния цепи возбуждения в момент установления асинхронного режима, причем последний достигается при сравнительно больших скольжениях (0,8 – 0,9), при которых потери в роторе могут оказаться больше допустимых ($\Delta P_в > \Delta P_{ас,доп}$). В этом случае допустимую мощность генератора в асинхронном режиме определяют как

$$P_{ас,доп} = \frac{\Delta P_в f}{f_S}, \qquad (10.7)$$

где $f_S$ – частота скольжения,

$$f_S = \frac{p\Delta n}{60}; \qquad (10.8)$$

$p$ – число пар полюсов ротора; $\Delta n$ – разность синхронной и асинхронной скоростей.

Переход турбогенератора в асинхронный режим сопровождается увеличением потребления реактивной мощности из сети. Генератор, потеряв возбуждение, перестает выдавать в систему реактивную мощность, которая в нормальном режиме обычно составляет $(0{,}6 \div 0{,}65)P_{ген}$, и начинает потреблять реактивный ток, равный $(0{,}4 \div 0{,}6)I_{ном}$ для турбогенераторов разных типов. Исследованиями асинхронного режима генераторов с косвенным охлаждением определены следующие условия допустимости таких режимов при потере возбуждения:

1) потери в роторе должны быть не выше потерь при номинальном синхронном режиме;

2) ток в обмотке статора должен быть не более $1{,}1I_{ном}$;

3) длительность асинхронного режима не должна превышать 30 мин.

Допустимая активная мощность турбогенератора при этих условиях ограничена током статора и составляет $(0{,}5 \div 0{,}7)P_{ном}$, причем потребление реактивной мощности из сети в этом режиме равно активной нагрузке машины ($\cos\varphi = 0{,}7$). Турбогенераторы с непосредственным охлаждением имеют большие сверхпереходные и переходные сопротивления и соответственно меньший средний асинхронный момент, поэтому при асинхронном режиме они работают с повышенными скольжением и током статора; длительность режима ограничена 15 мин при нагрузке $(0{,}4 \div 0{,}55)P_{ном}$ и 4 мин при нагрузке не более $0{,}6P_{ном}$.

**Допустимая перегрузка при несимметричных режимах работы генераторов.** Несимметричные режимы возникают при большом содержании в общей нагрузке однофазных приемников электроэнергии (электрические печи, сварочные трансформаторы и т. д.), режим потребления которых приводит к несимметрии токов по фазам, при обрыве или отключении одной фазы линии, отключении одной фазы трансформаторной группы, что приводит к нарушению симметрии самой схемы передачи электроэнергии. При этом допускают длительную работу генераторов при условии, что ни один из токов фазы не превысит номинального. Несимметрия токов не должна быть больше 10% (по щитовым приборам) для турбогенераторов всех типов и гидрогенераторов с непосредственными системами охлаждения.

Если $I_A = I_C = I_{ном}$, а $I_B < I_A$, то коэффициент несимметрии

$$K_{нс} = \frac{I_A - I_B}{I_A} \cdot 100 \leqslant 100\%. \qquad (10.9)$$

В несимметричных кратковременных режимах допустимое время работы $t$, с, не должно превышать значения, определяемого из формулы

$$I_{*2}^2 t \leqslant B/I_{\text{ном}}^2, \qquad (10.10)$$

где $I_{*2}$ – ток обратной последовательности в долях номинального; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток генератора, А; $B$ – импульс квадратического тока КЗ, $А^2 \cdot с$.

Значение $B/I_{\text{ном}}^2$ принимают равным 30 с для турбогенераторов с косвенным охлаждением и 8 с для турбогенераторов с непосредственным охлаждением. Заводом «Электросила» приняты допустимые значения $I^2{}_{*2}t$ для различных типов турбогенераторов в зависимости от линейной нагрузки и мощности (табл. 10.8). При вычислении токов обратной последовательности по известным токам в фазах используют следующее выражение:

$$I_2 = \frac{I_B}{2} - \frac{I_A}{\sqrt{3}}\sqrt{1 - \left(\frac{I_B}{2I_A}\right)^2}, \qquad (10.11)$$

если $I_A = I_C$, а $I_B > I_A$.

При $I_B/I_A < 1{,}7$

$$I_2 = \frac{I_B}{2{,}2}\left(\frac{I_B}{I_A} - 1\right). \qquad (10.12)$$

Для определения $I_2$ по токам, зафиксированным по щитовым приборам, используют номограмму (рис. 10.3).

**Допустимая перегрузка генераторов при несинусоидальных режимах.** Известно, что такие приемники электроэнергии, как вентильные преобразователи, установки электродуговой сварки и другие, генерируют высшие гармоники, искажающие форму кривой тока статора и вызывающие добавочные потери в статоре и роторе генератора.

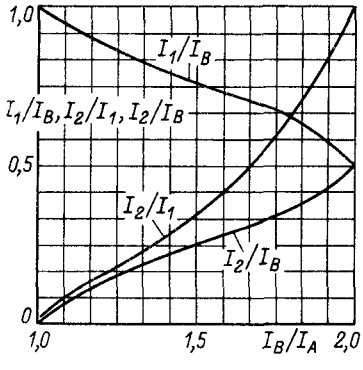



Рис. 10.3. Номограмма для определения токов обратной последовательности генератора при несимметричных КЗ в сети по известным токам в фазах

Таблица 10.8. **Значение критерия $I_{*2}^2 t$ для турбогенераторов различных типов в зависимости от линейной нагрузки**

| Тип | Линейная нагрузка, % | $I_{*2}^2 t$, с |
|---|---|---|
| ТВ2 | 100 | 30 |
| ТВФ | 140 | 15 |
| ТГВ и ТВВ (до 500 МВт включительно) | До 190 | 8 |
| ТВВ (выше 500 МВт) | Выше 190 | 5 |

Уменьшение мощности генератора из-за добавочного нагрева обмотки статора высшими гармониками тока определяют по добавочным потерям в меди обмотки статора

$$\Delta P_{\text{м, }\nu} = \Delta P_{\text{м, п}}[\Sigma I_\nu^2 + (K_{I1} - 1)\Sigma(I_\nu \nu)^2], \qquad (10.13)$$

где $\Delta P_{\text{м, п}}$ – потери в меди обмотки статора, определяемые по сопротивлению обмотки при постоянном токе; $I_\nu$ – ток гармоники $\nu$-го порядка; $K_{I1}$ – коэффициент вытеснения тока основной гармоники.

Потери в зубцах статора учитывают косвенно через коэффициенты снижения мощности

$$K_{\text{сн, м}} = \frac{K_{I1}\Delta P_{\text{м, п}}}{K_{I1}\Delta P_{\text{м, п}} + \Delta P_{\text{м, }\nu}}. \qquad (10.14)$$

Так как определение добавочных потерь в роторе практически невозможно, а физически явление добавочного нагрева элементов ротора при несинусоидальной нагрузке аналогично добавочному нагреву при несимметричном режиме, принято эквивалентировать эти режимы с точки зрения теплового воздействия и считать допустимой такую несинусоидальную нагрузку, при которой добавочные потери в роторе от токов высших гармоник будут не выше потерь несимметричного режима

$$\sum_{\nu} I_\nu^2 r_\nu \leqslant I_2^2 r_{2\text{э}}. \qquad (10.15)$$

Если принять, что приведенное активное сопротивление ротора высшим гармоникам тока $r_\nu$ приблизительно равно эквивалентному сопротивлению обратной последовательности $r_{2\text{э}}$, то критерий допустимости несинусоидального режима по ротору примет вид

$$\sum_{\nu} I_\nu^2 \leqslant I_{2\text{доп}}^2, \qquad (10.16)$$

где $I_2$ – среднеквадратический эффективный ток обратной последовательности.

## 10.3. ПЕРЕГРУЗКА ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

**Перегрузка воздушных линий.** Воздушные линии работают в сложных, изменяющихся в широких пределах условиях и подвергаются воздействию ряда внешних факторов, основными из которых являются изменение скорости ветра, гололедно-изморозевые отложения, суточные и сезонные изменения температуры воздуха, химические элементы и их соединения (например, соли, щелочи, кислоты), находящиеся в составе воздуха. Под влиянием нагрева провода при прохождении электрического тока изменяются условия его работы:

1) увеличивается стрела провеса, т. е. уменьшается расстояние от низшей точки провеса провода до земли (габарит);

2) изменяются тяжение провода и его способность нести механическую нагрузку;

3) изменяется сопротивление провода и как следствие этого – количество тепла, выделяемое проводом, т. е. изменяются потери электроэнергии.

Провода воздушных линий изготовляют в соответствии с требованиями ГОСТ 839 – 80Е.

**Воздействие перегрузки на габариты воздушных линий.** В проектных расчетах основной габарит рассчитывают при условии прохождения по линии номинального тока. При этом считают, что если не превышать номинального тока (не перегружать линию), то габарит всегда будет больше расчетного. В условиях эксплуатации за габаритами линий постоянно ведут наблюдение, производят проверку их соответствия нормам эксплуатации. Замеры высоты подвеса провода от земли производят при температуре, отличающейся от той, при которой имеют место максимальные стрелы провесы, а значит, и минимальные высоты, поэтому в результаты замеров вносят необходимую поправку.

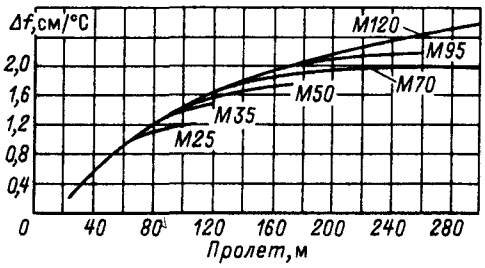



Рис. 10.4. Зависимость удельного изменения стрелы провеса медных проводов от длины пролета

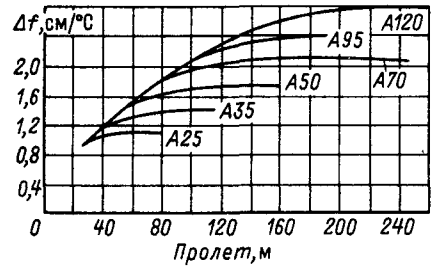



Рис. 10.5. Зависимость удельного изменения стрелы провеса алюминиевых проводов от длины пролета

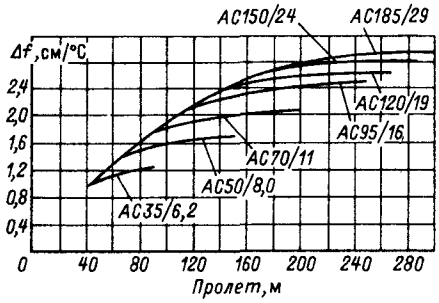



Рис. 10.6. Зависимость удельного изменения стрелы провеса сталеалюминиевых проводов от длины пролета

На рис. 10.4 – 10.6 приведены зависимости удельного изменения стрелы провеса провода от длины пролета. При использовании этих зависимостей точность определения габаритов составляет 2 – 3 %, что вполне достаточно для пролетов до 150 м при положительных температурах и для пролетов более 150 м при температуре от – 10 °С и выше.

**Пример.** Габарит для провода М95 при $\theta_{о,с} = 20$ °С и пролете $l = 200$ м при замере оказался равным 6,55 м. Высшая температура в данной местности равна 40 °С. Пользуясь графиком рис. 10.4, находим для пролета 200 м и провода М95 удельное приращение стрелы провеса на 1 °С, равное 2,05 см. Полное приращение стрелы провеса на разницу между максимально возможной температурой и температурой во время замера

$$\Delta f = (\theta_{max} - \theta_{зам})\,\Delta f_{уд} = (40 - 20)\cdot 2{,}05 = 41 \text{ см}.$$

В этом случае габарит до земли составит

$$h_{зам} - \Delta f = 6{,}55 - 0{,}41 = 6{,}14 \text{ м}.$$

При определении допустимой перегрузки ВЛ необходимо принимать во внимание следующее:

1) перегрузка ВЛ требуется, как правило, только в осенне-зимние месяцы, т. е. во время максимума нагрузки и когда температура воздуха значительно ниже нуля, а габариты провода до земли значительно больше нормы;

2) при расчетах скорость ветра принимали равной нулю; практически всегда имеется движение воздуха (не менее 1 – 2 м в секунду), что обеспечивает дополнительное охлаждение провода, увеличивает его габарит до земли и позволяет допускать перегрузку;

3) на линии обычно есть только несколько мест, где габарит близок к норме, и почти всегда имеется возможность оградить дополнительно эти опасные места, если они окажутся.

Эти обстоятельства обусловливают возможность дополнительной нагрузки линий, а проведенные теплотехнические расчеты [57] показали, что перегрузка воздушных линий на 30 – 40%, а в ряде случаев и до 50 – 60% возможна всегда. Увеличение сопротивления проводов вследствие дополнительного перегрева при указанной перегрузке не вызывает отклонений напряжения от норм, определенных стандартами.

Иными словами, при перегрузке воздушных линий не возникает опасных явлений ни в отношении их габаритов, ни в отношении увеличения потерь напряжения.

**Определение допустимой перегрузки воздушных линий по номограммам.** Возможную перегрузку провода при температурах воздуха 0 – 40 °С и скорости ветра 1 – 5 м/с определяют по номограммам, приведенным на рис. 10.7 – 10.38, где $V_в$ – скорость ветра, м/с, $k_п$ – кратность допустимой перегрузки по отношению к номинальной.

На этих рисунках по оси ординат откладывают тепловые потери на охлаждение провода на 1 м ($Q_{охл}$, Вт/м), а по оси абсцисс – скорость ветра ($V_в$, м/с). Зависимости тепловых потерь при температуре окружающего воздуха 0 и 40 °С определяют при температурах провода 70, 80 и 90 °С, что соответствует кратности перегрузки 1,25 – 2 номинальных значений.

Справа от номограммы (рис. 10.7) расположена еще одна номограмма, на которой по оси ординат откладывают теплоотдачу ($Q_{нагр}$, Вт/м), а по оси абсцисс – кратность допустимой перегрузки по отношению к номинальной.

Зависимости теплоотдачи даны при температурах провода 50, 70, 80 и 90 °С и перегрузках 1,25 – 2 номинальных значения.

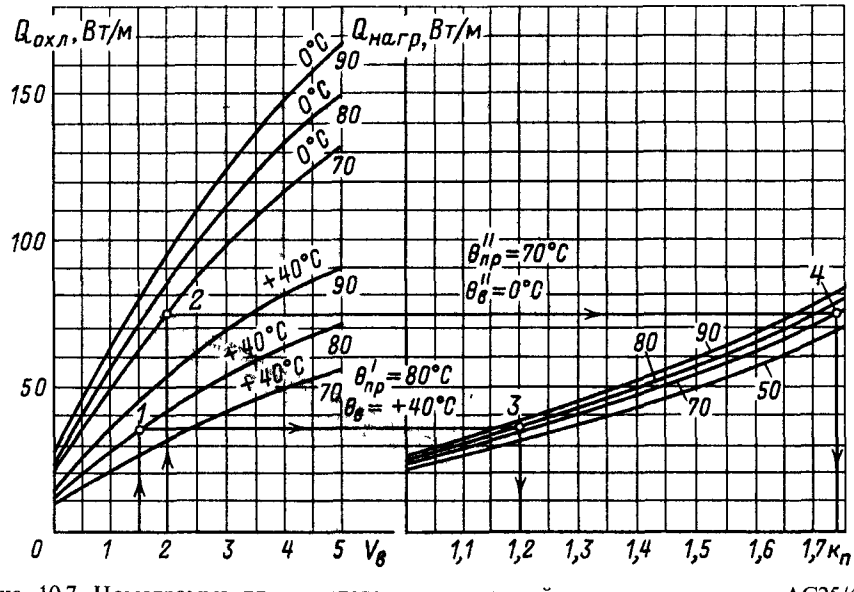



Рис. 10.7. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода АС25/4,2

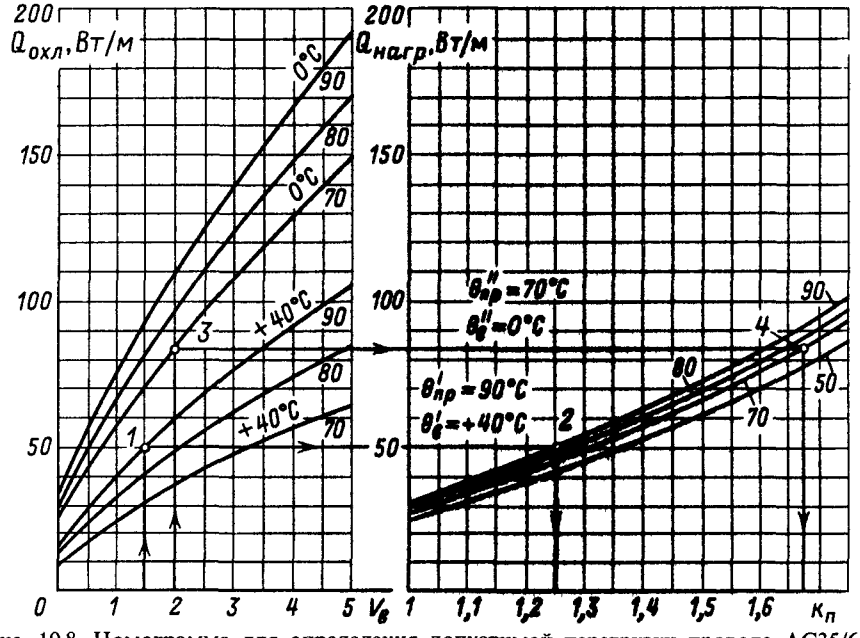



Рис. 10.8. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода АС35/6,2

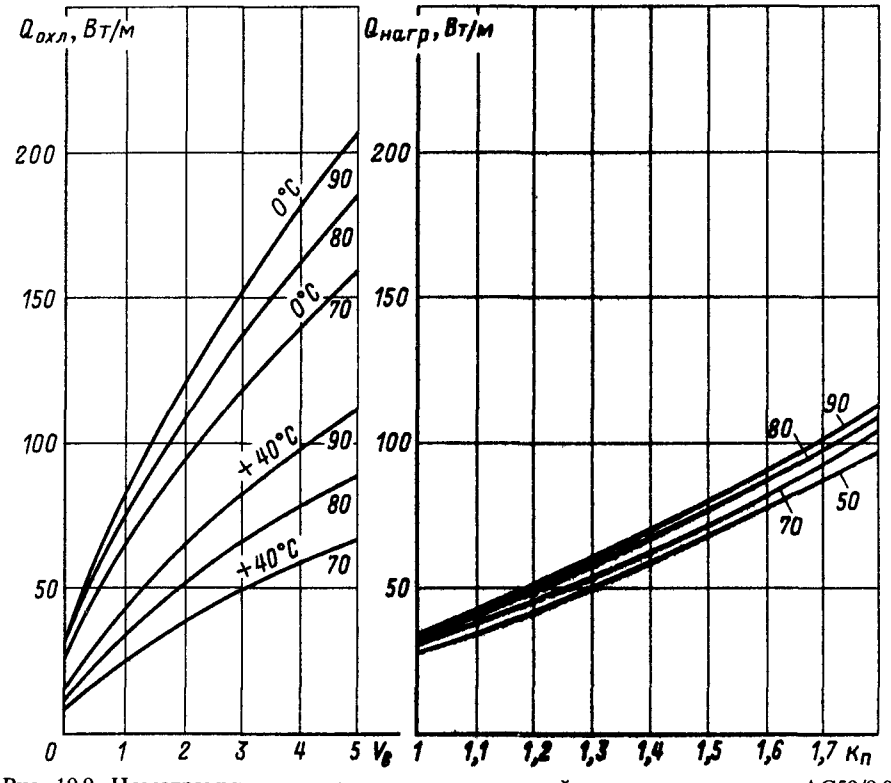



Рис. 10.9. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода АС50/8,0

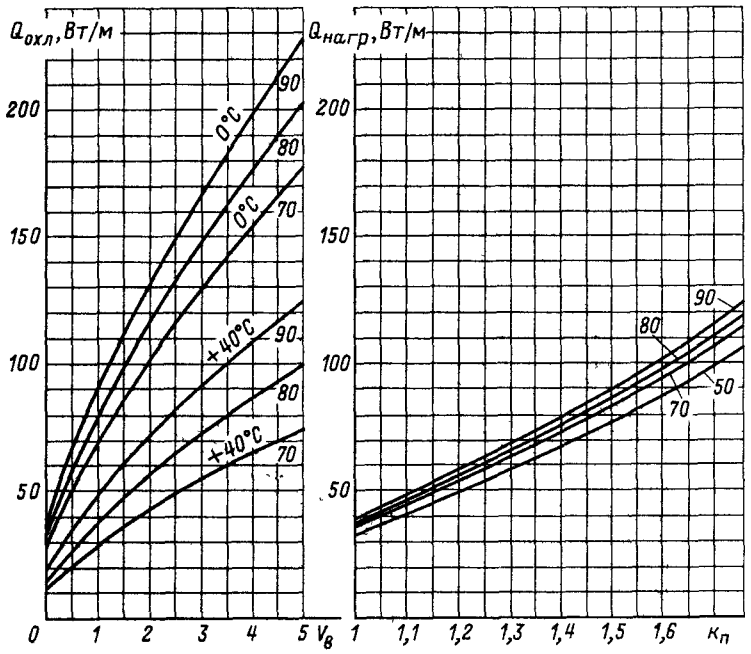



Рис. 10.10. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода АС70/11

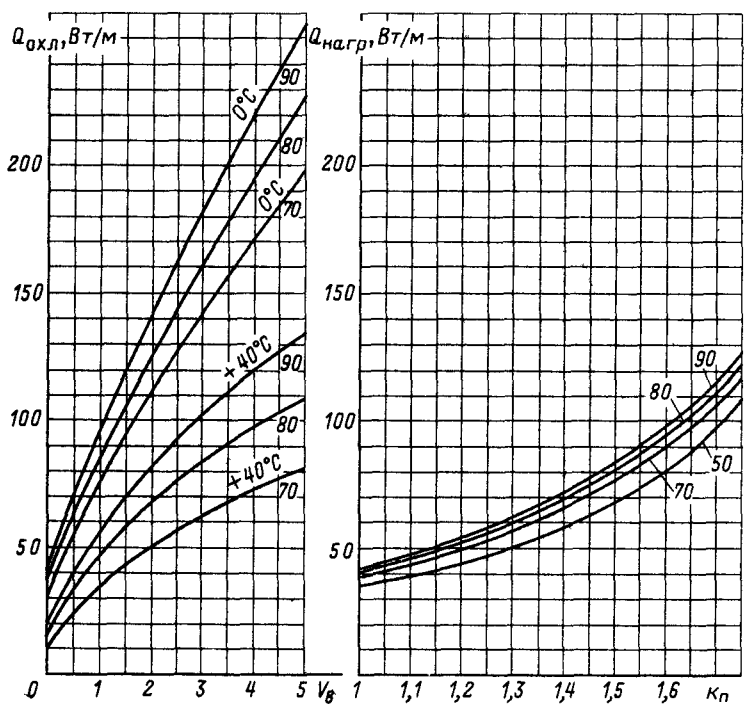



Рис. 10.11. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода АС95/16

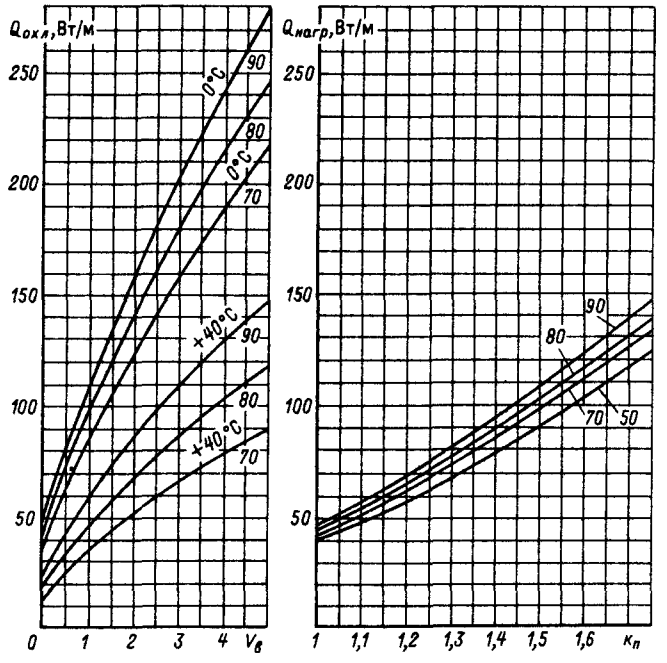



Рис. 10.12. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода АС120/19

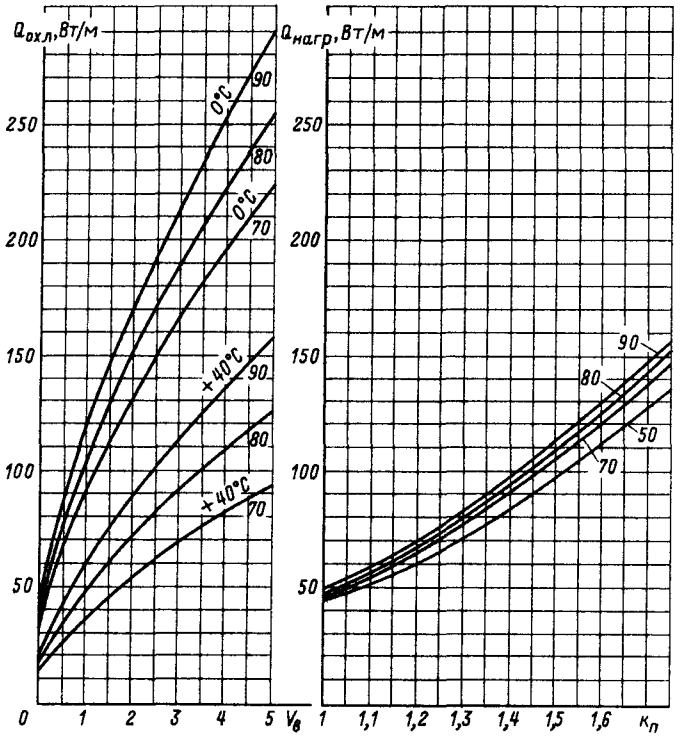



Рис. 10.13. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода АС150/24

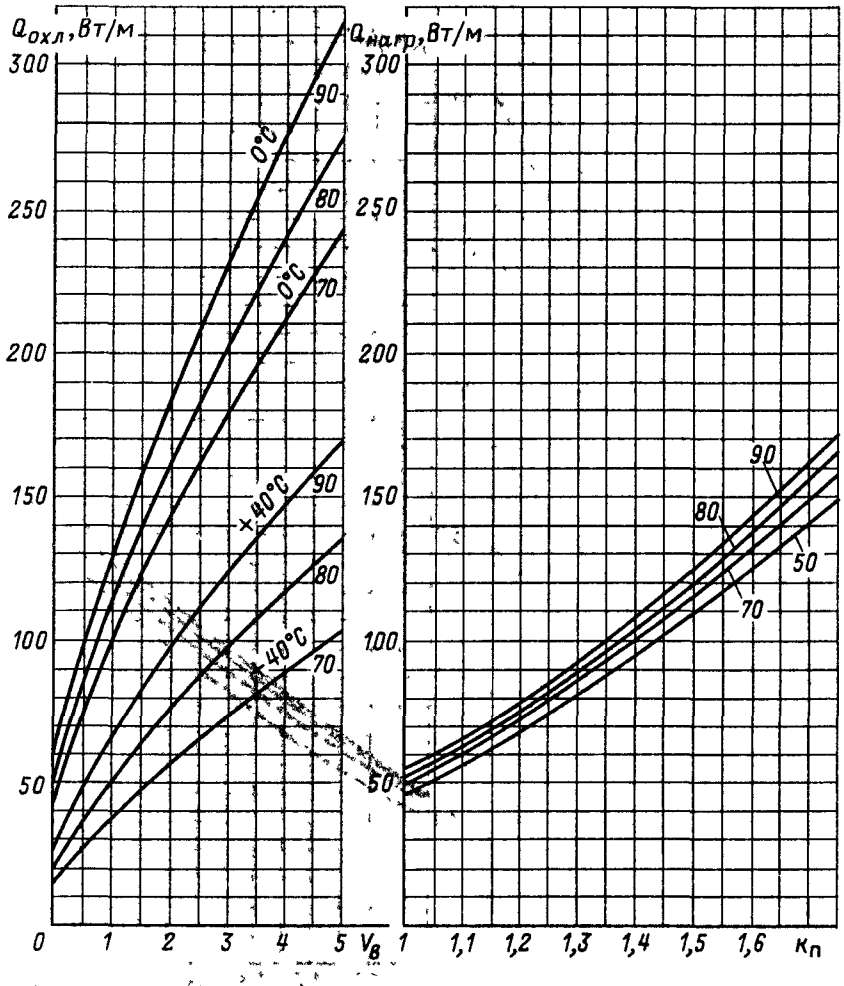



Рис. 10.14 Номограмма для определения допустимой перегрузки провода АС185/29

**Пример.** Определить возможную перегрузку провода АС25/4,2. По номограммам рис. 10.7 принимаем следующие условия:

1) скорость ветра $V_1 = 1{,}5$ м/с и $V_2 = 2$ м/с;

2) температура провода $\theta'_{пр} = 80\,°C$ и $\theta''_{пр} = 70\,°C$;

3) температура воздуха $\theta'_в = 40\,°C$ и $\theta''_в = 0\,°C$

От оси абсцисс при $V_1 = 1{,}5$ м/с проводим перпендикуляр до пересечения с кривой, соответствующей $\theta'_{пр} = 80\,°C$ и $\theta'_в = 40\,°C$, и находим точку *1*. Из точки *1* проводим прямую, параллельную оси абсцисс, до пересечения с кривой второй номограммы, соответствующей $\theta''_{пр} = 80\,°C$, и находим точку *3*. Из точки *3* опускаем перпендикуляр до пересечения с осью абсцисс и получаем кратность допустимой перегрузки $K_п$ по отношению к номинальной ($k_п = 1{,}2$). Соответственно при $V_2 = 2$ м/с получаем точки *2* и *4* при температуре провода $\theta_{пр} = 70\,°C$ и температуре воздуха $\theta''_в = 0\,°C$. Кратность допустимой перегрузки по отношению к номинальной $K_п = 1{,}75$

Таким образом, при изменении скорости ветра от 1,5 до 2 м/с, изменения температуры провода от 70 до 80 °С и изменении температуры воздуха от 40 до 0 °С кратность допустимой перегрузки по отношению к номинальной изменяется от 1,2 до 1,75, т. е. увеличивается на 55% При нор-

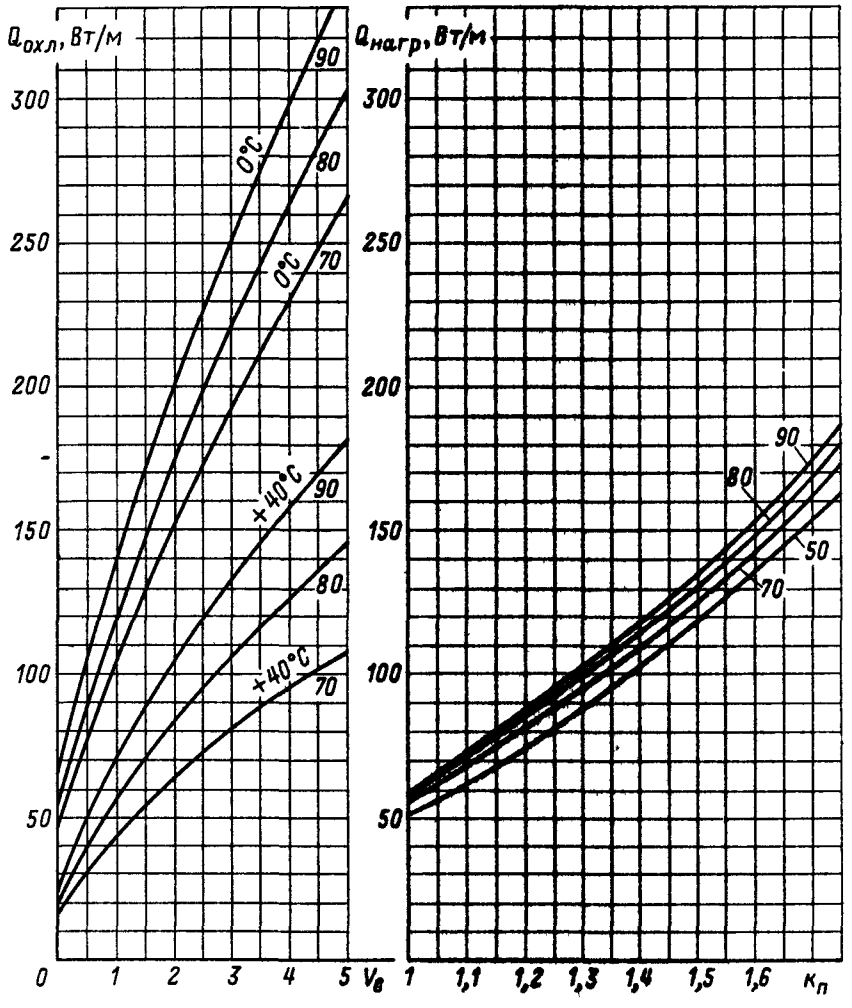



Рис. 10.15. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода АС240/39

мальных условиях эксплуатации ($\theta_{пр} = 50 \div 70$ °С; $\theta_в = 0 \div 40$ °С; $V_в = 1 \div 5$ м/с) можно уверенно перегружать воздушные линии на 30 – 35 % по отношению к номинальной нагрузке.

Потери мощности в проводах АС, А и М при нагрузках от $I_{ном}$ до $2I_{ном}$ приведены в табл. 10.9.

**Перегрузка кабельных линий.** Допустимые длительные токовые нагрузки на кабельные линии до 35 кВ с изоляцией из пропитанной кабельной бумаги в свинцовой, алюминиевой или полихлорвиниловой изоляции принимают в соответствии с допустимыми температурами нагрева жил кабелей, приведенными ниже:

| $V_{ном}$, кВ . . . . | До 35 | До 6 | До 10 | До 35 |
|---|---|---|---|---|
| $\theta_{пр}$, °С . . . . . | 80 | 65 | 60 | 50 |

При эксплуатации систем электроснабжения часто приходится решать вопрос о необходимости перегрузки кабельных линий. Такая необходимость, в частности, возникает при проведении профилактических ремонтов и испытаний или при аварийном отключении одной цепи системы электроснабжения.

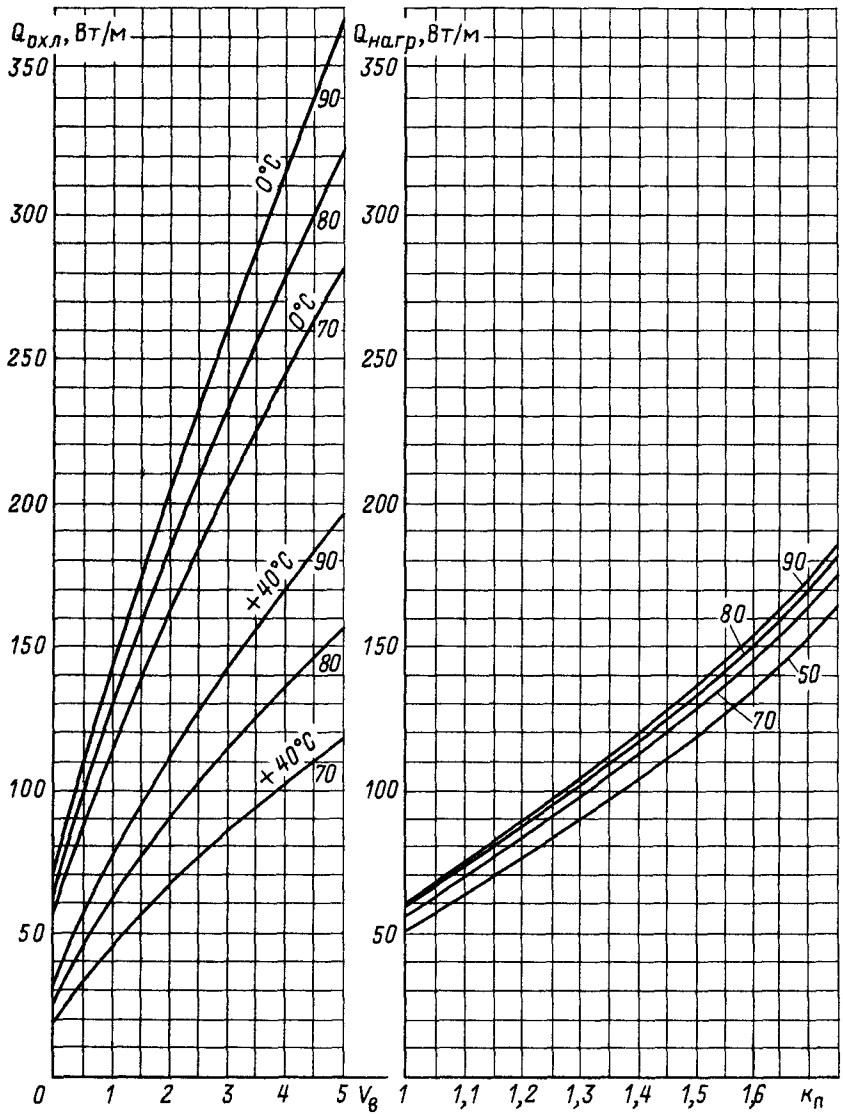



Рис. 10.16. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода АС300/48

Существует два вида допустимых перегрузок кабельных линий: перегрузка за счет недогрузки кабельной линии в нормальном режиме и перегрузка на время ликвидации повреждений в системе электроснабжения. В соответствии с Правилами технической эксплуатации электроустановок допустимая перегрузка кабельных линий зависит от значения и длительности максимума нагрузки линии в нормальном режиме и от способа прокладки кабелей.

Кабельные линии до 10 кВ за счет недогрузки в нормальном режиме могут кратковременно перегружаться в пределах, указанных в табл. 10.10. На время повреждений для кабельных линий напряжением до 10 кВ включительно допускают перегрузки в течение 5 сут согласно табл. 10.11.

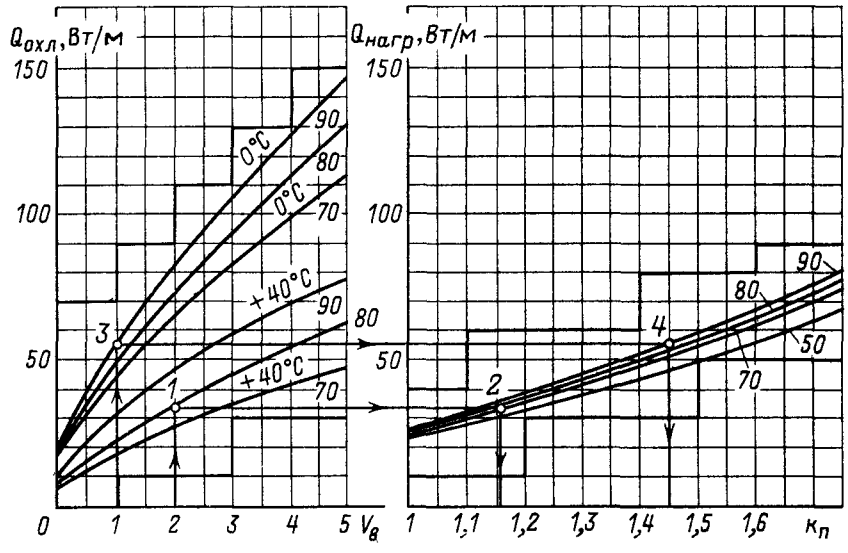



Рис. 10.17. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода А16

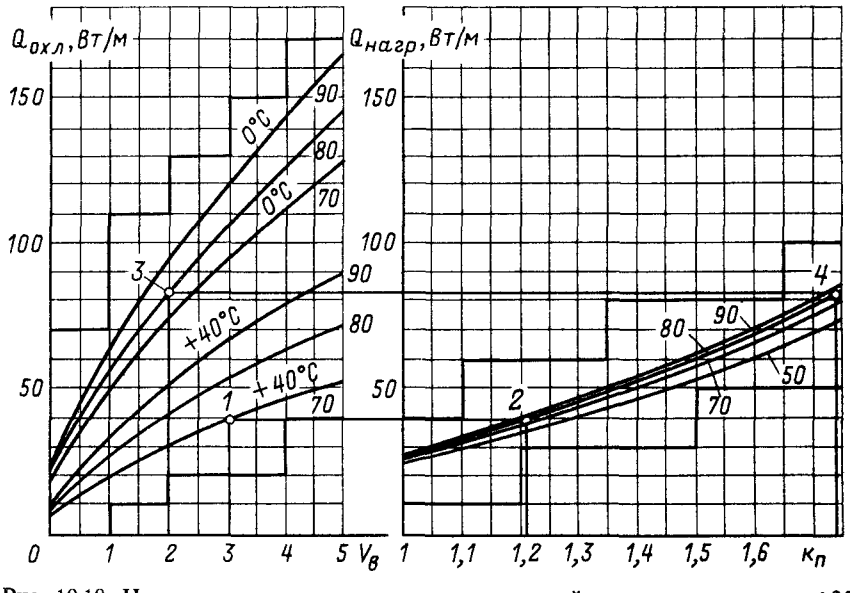



Рис. 10.18. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода А25

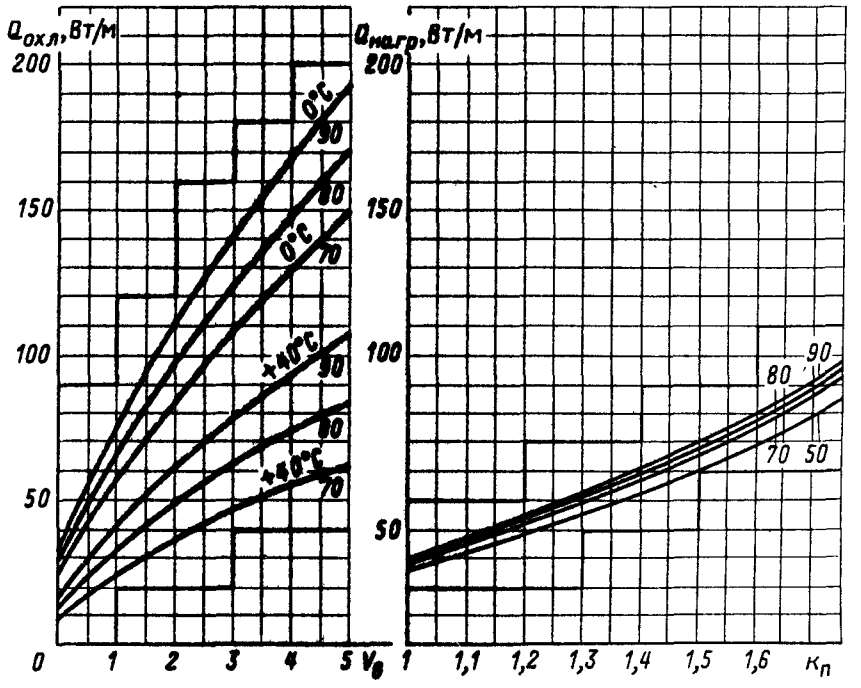



Рис. 10.19. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода А35

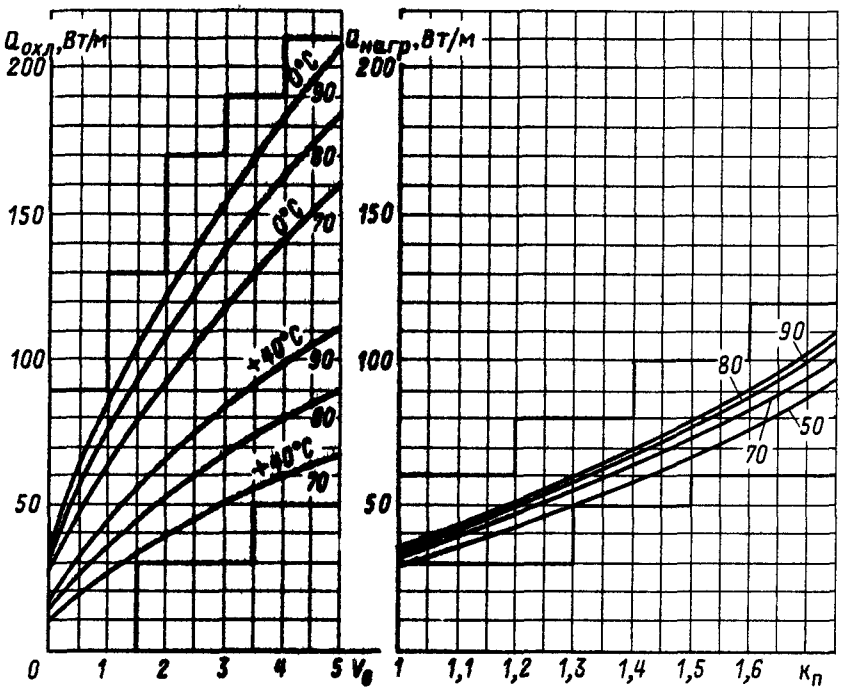



Рис. 10.20. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода А50

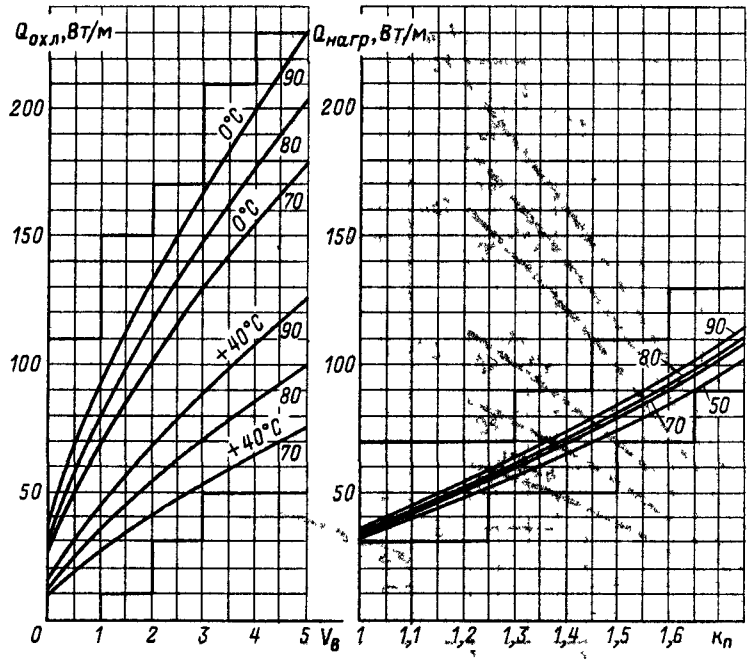



Рис 10 21 Номограмма для определения допустимой перегрузки провода А70

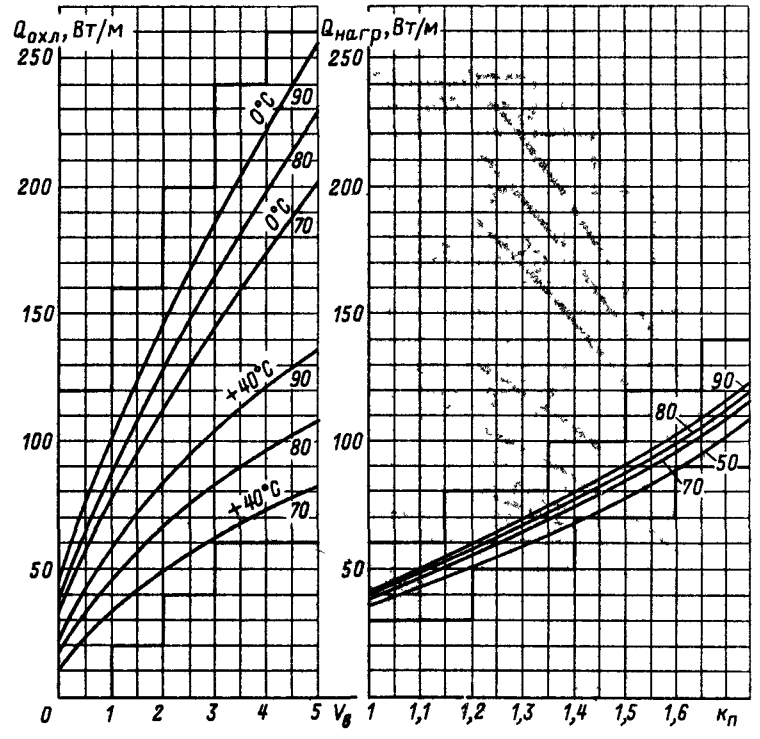



Рис 10 22 Номограмма для определения допустимой перегрузки провода А95

Таблица 10.9. **Потери мощности в проводах**

| Температура провода, °С | Сопротивление провода, Ом/км | Потери мощности при нагрузке провода $I_п = K_п I_{ном}$, Вт/(км · $10^4$) | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | $I_п = I_{ном}$ | $1{,}1I_{ном}$ | $1{,}25I_{ном}$ | $1{,}5I_{ном}$ | $1{,}75I_{ном}$ | $2I_{ном}$ |
| **Провод АС25/4,2 ($I_{ном}$ = 130 А)** | | | | | | | |
| 50 | 1,284 | 2,17 | 2,626 | 3,391 | 4,882 | 6,646 | 8,68 |
| 70 | 1,375 | 2,324 | 2,812 | 3,631 | 5,228 | 7,116 | 9,296 |
| 80 | 1,421 | 2,401 | 2,906 | 3,752 | 5,403 | 7,355 | 9,604 |
| 90 | 1,467 | 2,479 | 3 | 3,874 | 5,578 | 7,593 | 9,916 |
| **Провод АС35/6,2 ($I_{ном}$ = 175 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,866 | 2,652 | 3,209 | 4,144 | 5,967 | 8,122 | 10,608 |
| 70 | 0,928 | 2,842 | 3,439 | 4,44 | 6,395 | 8,704 | 11,368 |
| 80 | 0,959 | 2,937 | 3,554 | 4,489 | 6,608 | 8,955 | 11,748 |
| 90 | 0,989 | 3,029 | 3,665 | 4,733 | 6,815 | 9,276 | 12,116 |
| **Провод АС50/8,0 ($I_{ном}$ = 210 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,663 | 2,924 | 3,538 | 4,569 | 6,579 | 8,955 | 11,696 |
| 70 | 0,71 | 3,131 | 3,789 | 4,892 | 7,045 | 9,589 | 12,524 |
| 80 | 0,734 | 3,237 | 3,917 | 5,058 | 7,283 | 9,913 | 12,948 |
| 90 | 0,758 | 3,343 | 4,045 | 5,223 | 7,522 | 10,238 | 13,372 |
| **Провод АС70/11 ($I_{ном}$ = 265 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,47 | 3,301 | 3,994 | 5,158 | 7,427 | 10,109 | 13,204 |
| 70 | 0,504 | 3,539 | 4,282 | 5,53 | 7,963 | 10,838 | 14,156 |
| 80 | 0,521 | 3,659 | 4,427 | 5,717 | 8,233 | 11,206 | 14,636 |
| 90 | 0,538 | 3,778 | 4,571 | 5,903 | 8,501 | 11,57 | 15,112 |
| **Провод АС95/16 ($I_{ном}$ = 330 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,335 | 3,648 | 4,414 | 5,7 | 8,208 | 11,172 | 14,592 |
| 70 | 0,359 | 3,91 | 4,731 | 6,109 | 8,798 | 11,974 | 15,64 |
| 80 | 0,371 | 4,04 | 4,888 | 6,313 | 9,09 | 12,373 | 16,16 |
| 90 | 0,383 | 4,171 | 5,047 | 6,517 | 9,385 | 12,774 | 16,684 |
| **Провод АС120/19 ($I_{ном}$ = 380 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,274 | 3,957 | 4,788 | 6,183 | 8,903 | 12,118 | 15,828 |
| 70 | 0,294 | 4,245 | 5,136 | 6,633 | 9,551 | 13,001 | 16,98 |
| 80 | 0,304 | 4,39 | 5,312 | 6,859 | 9,876 | 13,444 | 17,56 |
| 90 | 0,314 | 4,534 | 5,486 | 7,084 | 10,202 | 13,885 | 18,136 |
| **Провод АС150/24 ($I_{ном}$ = 445 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,217 | 4,297 | 5,199 | 6,714 | 9,668 | 13,16 | 17,188 |
| 70 | 0,233 | 4,614 | 5,583 | 7,209 | 10,382 | 14,13 | 18,456 |
| 80 | 0,241 | 4,772 | 5,774 | 7,456 | 10,737 | 14,614 | 19,088 |
| 90 | 0,248 | 4,811 | 5,942 | 7,673 | 11,050 | 15,04 | 19,644 |
| **Провод АС185/29 ($I_{ном}$ = 510 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,178 | 4,629 | 5,601 | 7,233 | 10,415 | 14,176 | 18,516 |
| 70 | 0,191 | 4,968 | 6,011 | 7,763 | 11,178 | 15,215 | 19,872 |
| 80 | 0,197 | 5,124 | 6,2 | 8,006 | 11,529 | 15,692 | 20,496 |
| 90 | 0,204 | 5,306 | 6,42 | 8,291 | 11,939 | 16,25 | 21,224 |
| **Провод АС240/39 ($I_{ном}$ = 610 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,137 | 5,098 | 6,169 | 7,966 | 11,471 | 15,613 | 20,392 |
| 70 | 0,146 | 5,433 | 6,574 | 8,489 | 12,224 | 16,639 | 21,732 |
| 80 | 0,151 | 5,619 | 6,799 | 8,78 | 12,643 | 17,208 | 22,476 |
| 90 | 0,156 | 5,805 | 7,024 | 9,07 | 13,061 | 17,778 | 23,22 |

*Продолжение табл. 10.9*

| Температура провода, °С | Сопротивление провода, Ом/км | Потери мощности при нагрузке провода $I_п = K_п I_{ном}$, Вт/(км · $10^4$) | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | $I_п = I_{ном}$ | $1{,}1I_{ном}$ | $1{,}25I_{ном}$ | $1{,}5I_{ном}$ | $1{,}75I_{ном}$ | $2I_{ном}$ |
| | | **Провод АС300/48 ($I_{ном}$ = 690 А)** | | | | | |
| 50 | 0,11 | 5,237 | 6,337 | 8,183 | 11,783 | 16,038 | 20,948 |
| 70 | 0,118 | 5,618 | 6,798 | 8,778 | 12,641 | 17,205 | 22,472 |
| 80 | 0,122 | 5,808 | 7,028 | 9,075 | 13,068 | 17,787 | 23,232 |
| 90 | 0,125 | 5,951 | 7,201 | 9,298 | 13,39 | 18,225 | 23,804 |
| | | **Провод А16 ($I_{ном}$ = 105 А)** | | | | | |
| 50 | 2,016 | 2,222 | 2,689 | 3,472 | 4,999 | 6,805 | 8,888 |
| 70 | 2,16 | 2,381 | 2,881 | 3,72 | 5,357 | 7,292 | 9,524 |
| 80 | 2,232 | 2,461 | 2,978 | 3,845 | 5,537 | 7,537 | 9,844 |
| 90 | 2,304 | 2,54 | 3,073 | 3,969 | 5,715 | 7,779 | 10,16 |
| | | **Провод А25 ($I_{ном}$ = 135 А)** | | | | | |
| 50 | 1,277 | 2,327 | 2,816 | 3,636 | 5,236 | 7,126 | 9,308 |
| 70 | 1,368 | 2,493 | 3,017 | 3,895 | 5,609 | 7,635 | 9,972 |
| 80 | 1,414 | 2,577 | 3,118 | 4,027 | 5,798 | 7,892 | 10,308 |
| 90 | 1,459 | 2,659 | 3,217 | 4,155 | 5,983 | 8,143 | 10,636 |
| | | **Провод А35 ($I_{ном}$ = 170 А)** | | | | | |
| 50 | 0,93 | 2,688 | 3,252 | 4,2 | 6,048 | 8,232 | 10,752 |
| 70 | 0,996 | 2,878 | 3,472 | 4,497 | 6,476 | 8,814 | 11,512 |
| 80 | 1,029 | 2,974 | 3,599 | 4,647 | 6,692 | 9,108 | 11,896 |
| 90 | 1,062 | 3,069 | 3,713 | 4,795 | 6,905 | 9,399 | 12,276 |
| | | **Провод А50 ($I_{ном}$ = 215 А)** | | | | | |
| 50 | 0,645 | 2,982 | 3,608 | 4,659 | 6,71 | 9,132 | 11,928 |
| 70 | 0,691 | 3,194 | 3,965 | 4,991 | 7,187 | 9,782 | 12,776 |
| 80 | 0,714 | 3,3 | 3,993 | 5,156 | 7,425 | 10,106 | 13,2 |
| 90 | 0,737 | 3,407 | 4,122 | 5,323 | 7,666 | 10,434 | 13,628 |
| | | **Провод А70 ($I_{ном}$ = 265 А)** | | | | | |
| 50 | 0,461 | 3,237 | 3,917 | 5,058 | 7,283 | 9,913 | 12,948 |
| 70 | 0,494 | 3,469 | 4,197 | 5,42 | 7,805 | 10,624 | 13,876 |
| 80 | 0,511 | 3,558 | 4,341 | 5,606 | 8,073 | 10,988 | 14,352 |
| 90 | 0,527 | 3,701 | 4,478 | 5,783 | 8,327 | 11,334 | 14,804 |
| | | **Провод А95 ($I_{ном}$ = 320 А)** | | | | | |
| 50 | 0,345 | 3,533 | 4,275 | 5,52 | 7,949 | 10,82 | 14,132 |
| 70 | 0,37 | 3,789 | 4,585 | 5,92 | 8,525 | 11,604 | 15,156 |
| 80 | 0,382 | 3,912 | 4,734 | 6,113 | 8,802 | 11,981 | 15,648 |
| 90 | 0,394 | 4,035 | 4,882 | 6,305 | 9,079 | 12,357 | 16,14 |
| | | **Провод А120 ($I_{ном}$ = 375 А)** | | | | | |
| 50 | 0,276 | 3,881 | 4,696 | 6,064 | 8,732 | 11,886 | 15,524 |
| 70 | 0,295 | 4,148 | 5,018 | 6,481 | 9,333 | 12,703 | 16,592 |
| 80 | 0,305 | 4,289 | 5,19 | 6,702 | 9,65 | 13,135 | 17,156 |
| 90 | 0,315 | 4,43 | 5,36 | 6,922 | 9.968 | 13,567 | 17,72 |

*Продолжение табл. 10.9*

| Температура провода, °С | Сопротивление провода, Ом/км | Потери мощности при нагрузке провода $I_п = K_п I_{ном}$, Вт/(км $10^4$) | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | $I_п = I_{ном}$ | $1{,}1I_{ном}$ | $1{,}25I_{ном}$ | $1{,}5I_{ном}$ | $1{,}75I_{ном}$ | $2I_{ном}$ |
| **Провод А150 ($I_{ном}$ = 440 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,217 | 4,201 | 5,083 | 6,564 | 9,452 | 12,866 | 16,804 |
| 70 | 0,233 | 4,511 | 5,458 | 7,048 | 10,15 | 13,815 | 18,044 |
| 80 | 0,241 | 4,666 | 5,646 | 7,291 | 10,499 | 14,29 | 18,664 |
| 90 | 0,248 | 4,801 | 5,809 | 7,502 | 10,802 | 14,703 | 19,204 |
| **Провод А185 ($I_{ном}$ = 500 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,176 | 4,4 | 5,324 | 6,875 | 9,9 | 13,475 | 17,6 |
| 70 | 0,188 | 4,7 | 5,687 | 7,344 | 10,575 | 14,394 | 18,8 |
| 80 | 0,195 | 4,875 | 5,899 | 7,617 | 10,969 | 14,93 | 19,5 |
| 90 | 0,201 | 5,025 | 6,08 | 7,852 | 11,306 | 15,389 | 20,1 |
| **Провод А240 ($I_{ном}$ = 590 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,134 | 4,665 | 5,645 | 7,289 | 10,496 | 14,287 | 18,66 |
| 70 | 0,144 | 5,013 | 6,066 | 7,833 | 11,279 | 15,352 | 20,052 |
| 80 | 0,149 | 5,187 | 6,276 | 8,105 | 11,671 | 15,885 | 20,748 |
| 90 | 0,154 | 5,361 | 6,487 | 8,377 | 12,062 | 16,418 | 21,444 |
| **Провод А300 ($I_{ном}$ = 680 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,112 | 5,179 | 6,267 | 8,092 | 11,653 | 15,861 | 20,716 |
| 70 | 0,12 | 5,549 | 6,714 | 8,67 | 12,485 | 16,994 | 22,196 |
| 80 | 0,124 | 5,734 | 6,938 | 8,959 | 12,902 | 17,56 | 22,936 |
| 90 | 0,128 | 5,919 | 7,162 | 9,248 | 13,318 | 18,127 | 23,676 |
| **Провод М16 ($I_{ном}$ = 130 А)** | | | | | | | |
| 50 | 1,266 | 2,14 | 2,589 | 3,344 | 4,815 | 6,554 | 8,56 |
| 70 | 1,376 | 2,292 | 2,773 | 3,581 | 5,157 | 7,019 | 9,168 |
| 80 | 1,401 | 2,368 | 2,865 | 3,7 | 5,328 | 7,252 | 9,472 |
| 90 | 1,446 | 2,444 | 2,957 | 3,819 | 5,499 | 7,485 | 9,776 |
| **Провод М25 ($I_{ном}$ = 180 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,806 | 2,611 | 3,159 | 4,08 | 5,875 | 7,996 | 10,444 |
| 70 | 0,864 | 2,799 | 3,387 | 4,373 | 6,298 | 8,572 | 11,196 |
| 80 | 0,893 | 2,893 | 3,501 | 4,52 | 6,509 | 8,86 | 11,572 |
| 90 | 0,922 | 2,987 | 3,614 | 4,667 | 6,721 | 9,148 | 11,948 |
| **Провод М35 ($I_{ном}$ = 220 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,577 | 2,793 | 3,38 | 4,364 | 6,284 | 8,554 | 11,172 |
| 70 | 0,618 | 2,991 | 3,619 | 4,673 | 6,73 | 9,16 | 11,964 |
| 80 | 0,639 | 3,093 | 3,742 | 4,833 | 6,959 | 9,472 | 12,372 |
| 90 | 0,659 | 3,19 | 3,86 | 4,984 | 7,178 | 9,769 | 12,76 |
| **Провод М50 ($I_{ном}$ = 270 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,404 | 2,945 | 3,563 | 4,602 | 6,626 | 9,019 | 11,78 |
| 70 | 0,433 | 3,157 | 3,82 | 4,933 | 7,103 | 9,668 | 12,628 |
| 80 | 0,448 | 3,266 | 3,952 | 5,103 | 7,349 | 10,002 | 13,064 |
| 90 | 0,462 | 3,368 | 4,075 | 5,263 | 7,578 | 10,315 | 13,472 |

*Продолжение табл. 10.9*

| Температура провода, °С | Сопротивление провода, Ом/км | Потери мощности при нагрузке провода $I_п = K_п I_{ном}$, Вт/(км·$10^4$) | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | $I_п = I_{ном}$ | $1{,}1I_{ном}$ | $1{,}25I_{ном}$ | $1{,}5I_{ном}$ | $1{,}75I_{ном}$ | $2I_{ном}$ |
| **Провод М70 ($I_{ном}$ = 340 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,299 | 3,456 | 4,182 | 5,4 | 7,776 | 10,584 | 13,824 |
| 70 | 0,32 | 3,699 | 4,476 | 5,78 | 8,323 | 11,328 | 14,796 |
| 80 | 0,331 | 3,826 | 4,629 | 5,978 | 8,609 | 11,717 | 15,304 |
| 90 | 0,342 | 3,954 | 4,784 | 6,178 | 8,897 | 12,109 | 15,816 |
| **Провод М95 ($I_{ном}$ = 415 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,214 | 3,686 | 4,46 | 5,759 | 8,294 | 11,288 | 14,744 |
| 70 | 0,229 | 3,944 | 4,772 | 6,163 | 8,874 | 12,079 | 15,776 |
| 80 | 0,237 | 4,082 | 4,939 | 6,378 | 9,185 | 12,501 | 16,328 |
| 90 | 0,244 | 4,202 | 5,084 | 6,566 | 9,455 | 12,869 | 16,808 |
| **Провод М120 ($I_{ном}$ = 485 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,172 | 4,046 | 4,896 | 6,322 | 9,104 | 12,391 | 16,184 |
| 70 | 0,185 | 4,352 | 5,266 | 6,8 | 9,792 | 13,328 | 17,408 |
| 80 | 0,191 | 4,493 | 5,437 | 7,02 | 10,109 | 13,76 | 17,972 |
| 90 | 0,197 | 4,634 | 5,607 | 7,241 | 10,427 | 14,192 | 18,536 |
| **Провод М150 ($I_{ном}$ = 570 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,137 | 4,451 | 5,386 | 6,955 | 10,015 | 13,631 | 17,804 |
| 70 | 0,146 | 4,744 | 5,74 | 7,413 | 10,674 | 14,529 | 18,976 |
| 80 | 0,151 | 4,906 | 5,936 | 7,666 | 11,039 | 15,025 | 19,624 |
| 90 | 0,156 | 5,068 | 6,132 | 7,919 | 11,403 | 15,521 | 20,272 |
| **Провод М185 ($I_{ном}$ = 640 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,111 | 4,547 | 5,502 | 7,105 | 10,231 | 13,925 | 18,188 |
| 70 | 0,119 | 4,874 | 5,898 | 7,616 | 10,967 | 14,927 | 19,496 |
| 80 | 0,123 | 5,038 | 6,096 | 7,892 | 11,336 | 15,429 | 20,152 |
| 90 | 0,127 | 5,202 | 6,294 | 8,128 | 11,705 | 15,931 | 20,808 |
| **Провод М240 ($I_{ном}$ = 760 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,086 | 4,967 | 6,01 | 7,761 | 11,176 | 15,211 | 19,868 |
| 70 | 0,092 | 5,314 | 6,43 | 8,303 | 11,957 | 16,274 | 21,256 |
| 80 | 0,095 | 5,487 | 6,639 | 8,573 | 12,346 | 16,804 | 21,948 |
| 90 | 0,099 | 5,718 | 6,919 | 8,934 | 12,866 | 17,511 | 22,872 |
| **Провод М300 ($I_{ном}$ = 880 А)** | | | | | | | |
| 50 | 0,071 | 5,498 | 6,653 | 8,591 | 12,371 | 16,838 | 21,992 |
| 70 | 0,076 | 5,885 | 7,121 | 9,195 | 13,241 | 18,023 | 23,54 |
| 80 | 0,078 | 6,04 | 7,308 | 9,438 | 13,59 | 18,498 | 24,16 |
| 90 | 0,081 | 6,273 | 7,59 | 9,802 | 14,114 | 19,211 | 25,092 |

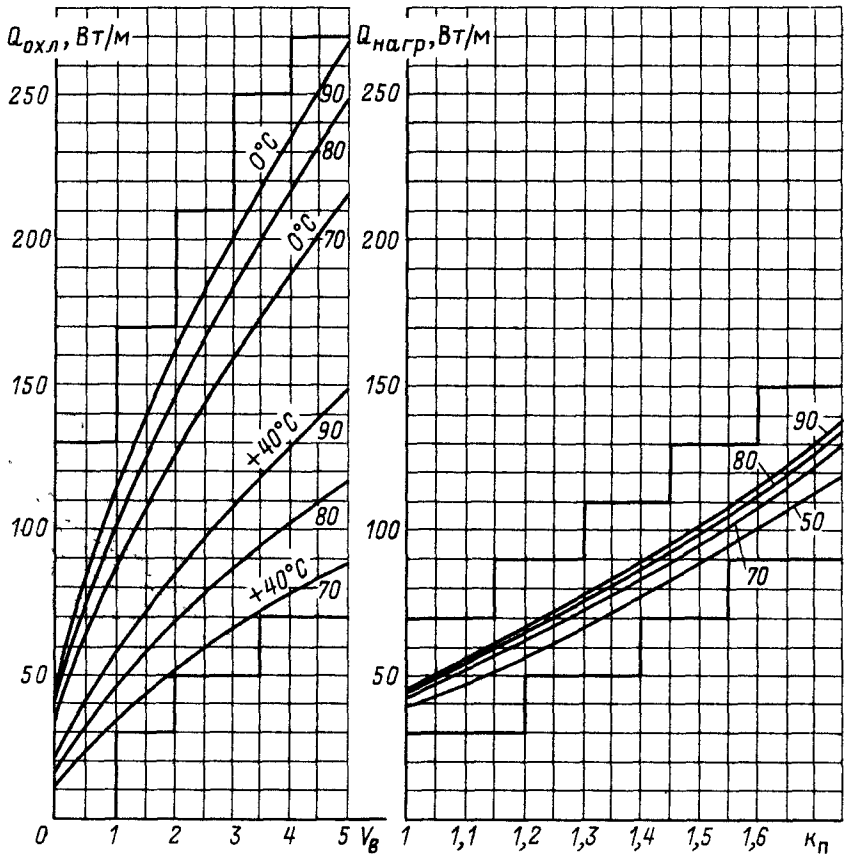



Рис. 10.23. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода А120

Допустимая перегрузка кабельных линий, находящихся в эксплуатации длительное время (более 15 лет), должна приниматься на 10% ниже норм, указанных в табл. 10.10 и 10.11. Перегрузка кабельных линий напряжением 20 – 35 кВ Правилами технической эксплуатации электроустановок не допускается.

## 10.4. ПЕРЕГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ АППАРАТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

Аппараты высокого напряжения устанавливают в одних цепях с силовыми трансформаторами, допускающими перегрузку, и соединяют с ними воздушными или кабельными линиями.

**Масляные выключатели высокого напряжения.** Анализ режимов работы выключателей высокого напряжения показывает, что в течение суток их нагрузка значительно изменяется. Во время эксплуатации выключатели нередко испытывают перегрузки, например при пусках двигателей, оперативных коммутационных переключениях, КЗ в сети или при ревизии и ремонте одной цепи двухцепных воздушных линий. В нормальных условиях эксплуатации целесообразно перегружать выключатели с учетом ожидаемых нагрузок в системах электроснабжения, а не прибегать к замене существующих конструкций. Заложенные в некоторых конструкциях выключателей «тепловые запасы» необходимо использовать как резерв перегрузки для различных эксплуатационных режимов.

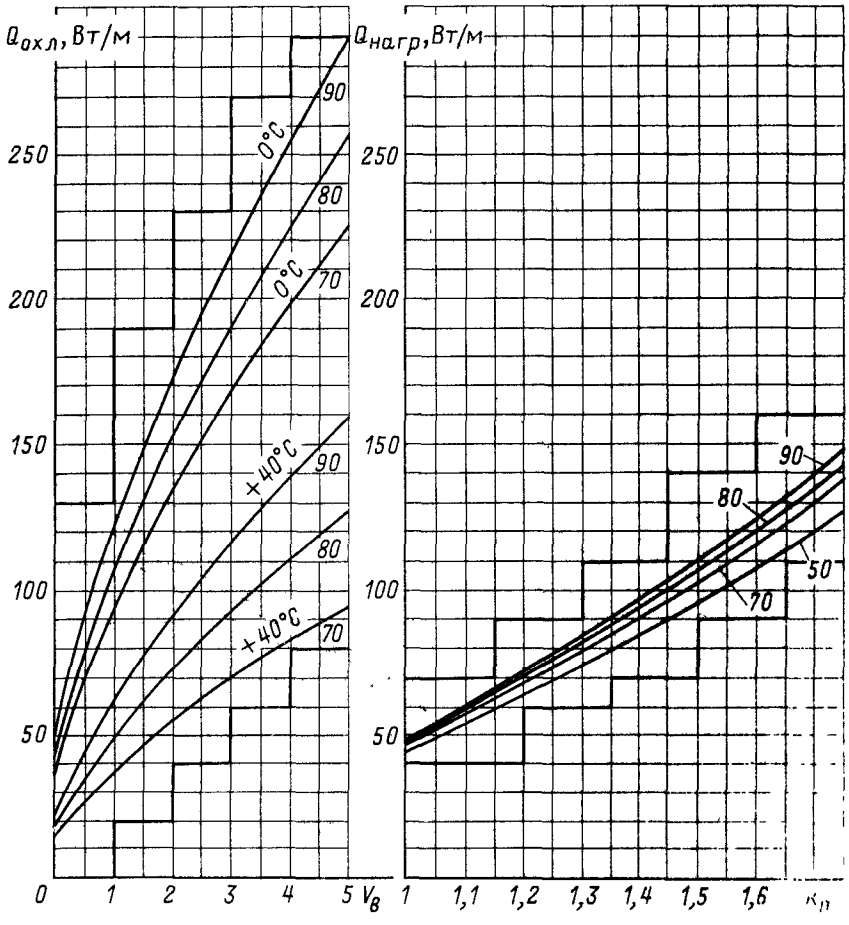



Рис. 10.24. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода А150

Продолжительной перегрузочной способностью выключателя является длительный тепловой режим его работы при неизменной нагрузке, при которой превышения температуры всех элементов аппарата достигают своего установившегося значения и находятся в нормируемых пределах.

Для баковых масляных выключателей зависимость длительно допустимого тока нагрузки от температуры окружающего воздуха $\theta_{о,в}$ имеет вид

$$I_{доп} = ae^{b\theta_{о,с}} + ce^{d\theta_{о,с}}, \qquad (10.17)$$

где $a$, $b$, $d$ – постоянные коэффициенты, зависящие от типа выключателей; $c$ – постоянный коэффициент, для большинства масляных выключателей равный единице; $\theta_{о\,с}$ – температура окружающей среды, °С.

Если принять, что $a = I_0 - 1$, то (10.17) можно преобразовать следующим образом:

$$I_{доп} = (I_0 - 1)\, e^{b\theta_{о,с}} + e^{d\theta_{о,с}}, \qquad (10.18)$$

где $I_0$ – длительно допустимый ток нагрузки выключателя при температуре окружающего воздуха 0 °С.

Перегрузочная способность большинства выключателей (ВМБ-10-630-10; ВМЭ-6-200-1,25; С-35-630-10; МКП-110М-630-20 и др.) соответствует перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, допустимой по ГОСТ 14209 – 69. В табл. 10.12 приведены допустимые длительные токовые нагрузки

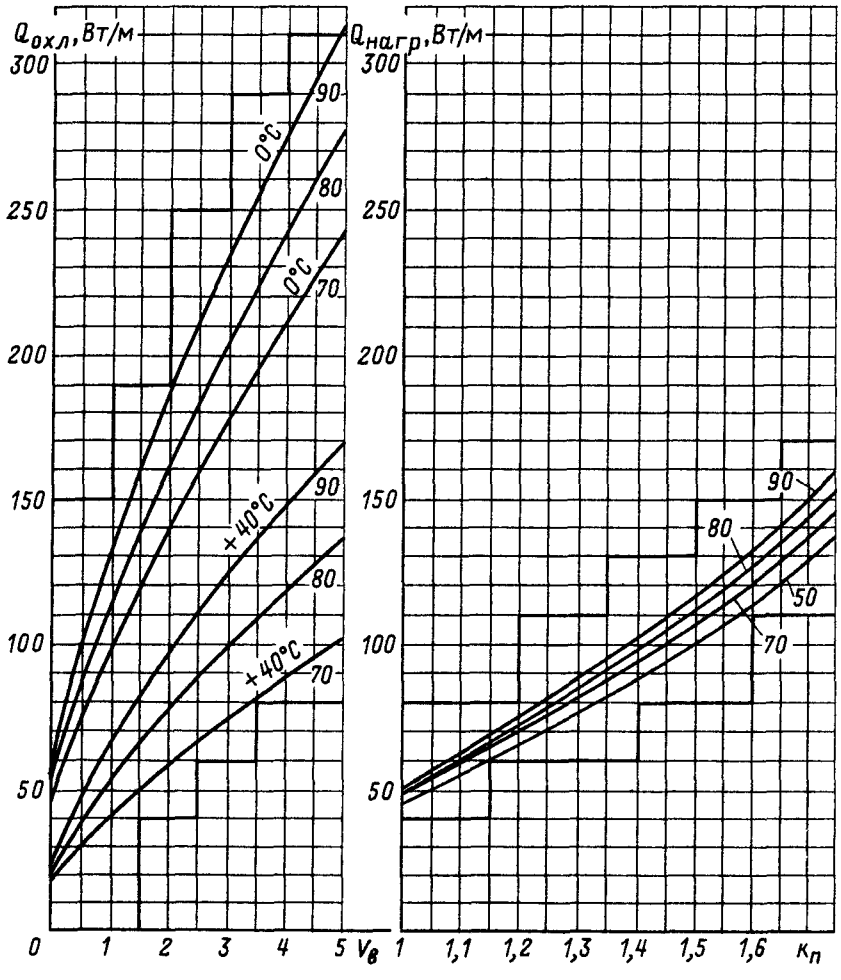



Рис. 10.25. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода А185

для масляных выключателей некоторых типов. В целом кратковременная перегрузочная способность выключателей высокого напряжения может быть принята равной 130% номинальной нагрузки. Возможность временной перегрузки выключателя высокого напряжения в эксплуатации необходимо рассматривать вместе с возможностью перегрузки других участков распределительного устройства.

**Комплектные распределительные устройства (КРУ).** Вопрос о перегрузочной способности КРУ представляет интерес для проектных и эксплуатационных организаций, занимающихся расширением и модернизацией действующих электроустановок. Данные о перегрузочной способности КРУ позволяют в более широких пределах использовать КРУ по току при выводе одной системы сборных шин в ремонт, профилактических осмотрах в случае отсутствия резервных камер, кратковременном подключении объектов с большим током нагрузки, низких температурах окружающей среды и при установке в цепях двигателей с частыми пусками.

Перегрузочную способность КРУ можно принимать приближенно равной перегрузочной способности силовых масляных и сухих трансформаторов и автотрансформаторов. При этом перегрузка определяется температурой окружающей среды. Напри-

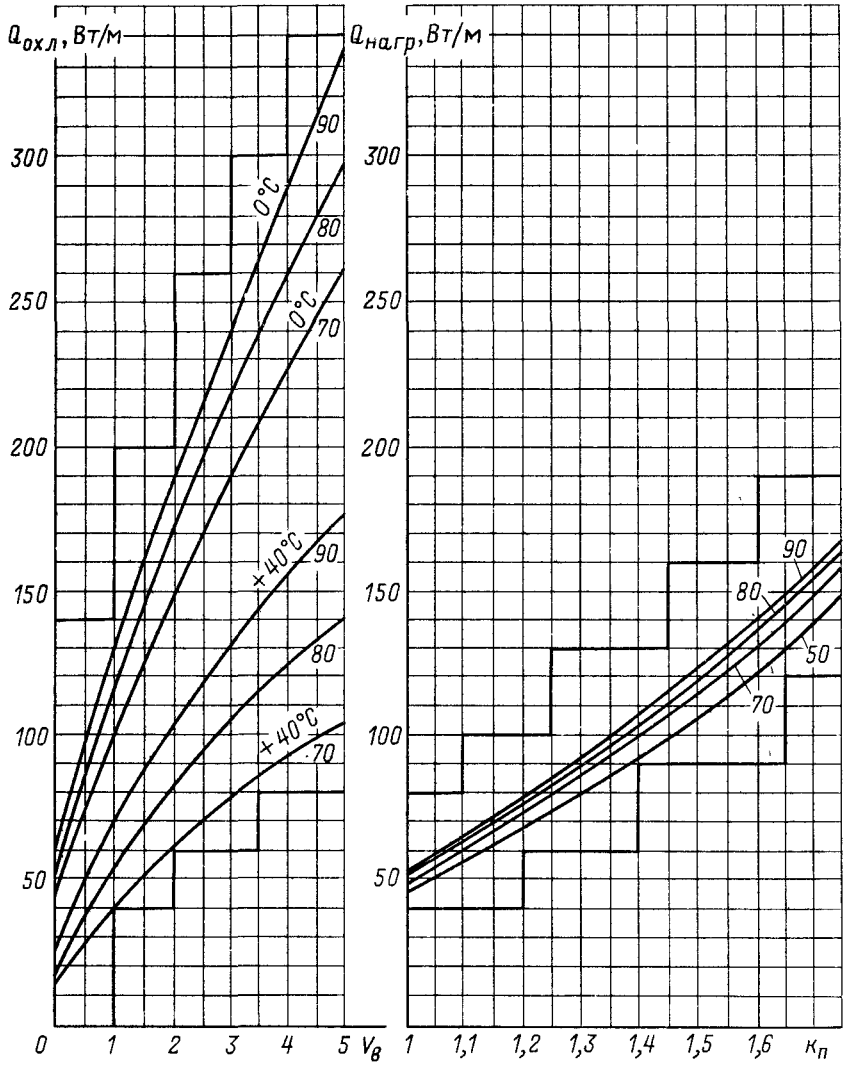



Рис. 10.26. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода А240

мер, камеру типа КСО-272-10-630-20 при температуре воздуха 0 и −20 °С можно нагружать токами, равными соответственно 725 и 790 А вместо гарантируемых 630.

**Разъединители и отделители.** Перегрузка разъединителей и отделителей имеет место в аварийных и нормальных режимах работы. Например, если не допустить превышения температуры некоторых элементов этих аппаратов, то невозможно производить плавку гололеда на ВЛ напряжением 10−110 кВ.

Известно, что при длительном перегреве выше допустимых норм в электрических аппаратах происходит интенсивное старение изоляции и окисление контактных соединений. Это снижает надежность работы. Поэтому ГОСТ 8024−69 предусматривает наибольший допустимый перегрев (превышение температуры элементов электрических аппаратов над температурой окружающей среды) для нагрузки аппарата номинальным током $I_{ном}$ при температуре окружающей среды 35 °С.

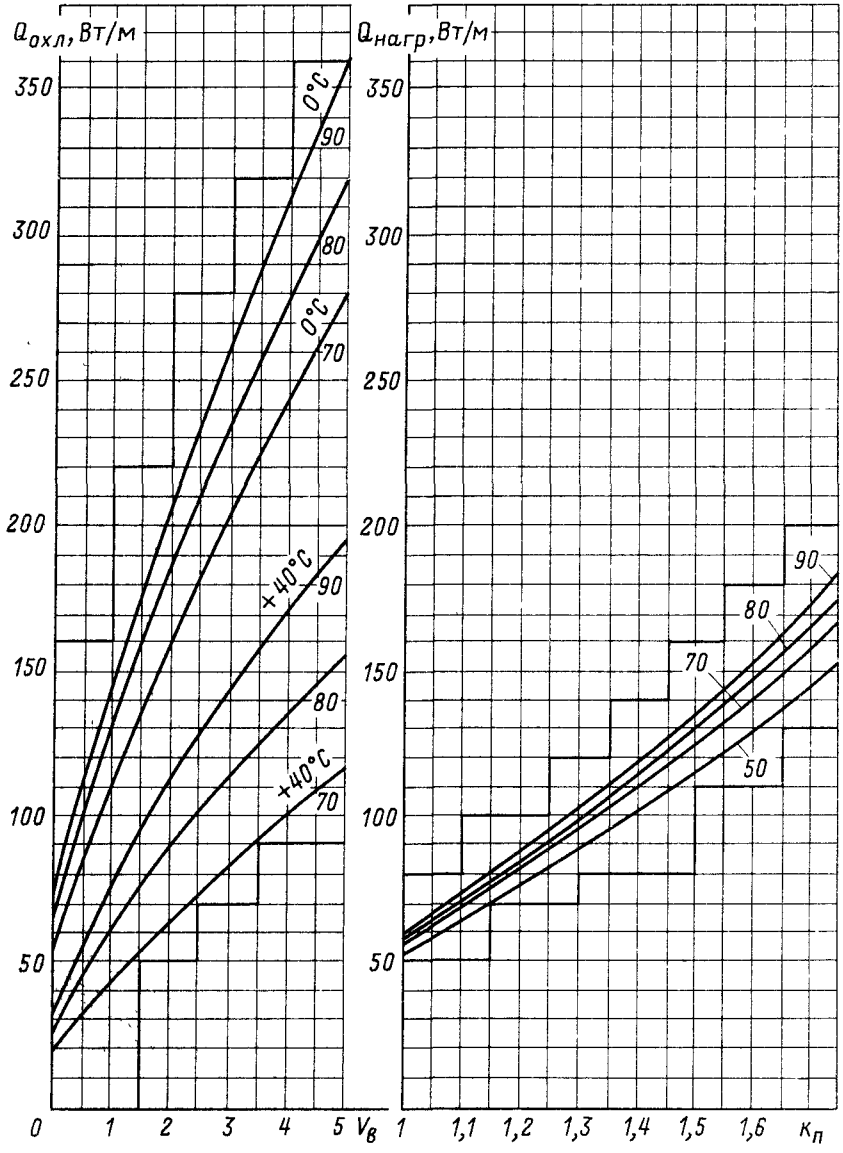



Рис. 10.27. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода А300

Необходимо отметить, что когда отдельные (наиболее нагруженные) элементы аппаратов нагреваются до предельно допустимых температур, другие еще имеют некоторый тепловой запас. Это в большей степени относится к аппаратам, имеющим разъемные контактные соединения. Норма нагрева контактов из меди без покрытия равна 75 °С. Другие элементы токоведущего контура (нож, гибкие связи, свечи и др.) имеют значительно бóльшую допустимую температуру: 120°С в воздухе и 90 °С в масле. Таким образом, повышение перегрузочной способности аппаратов, имеющих разъ-

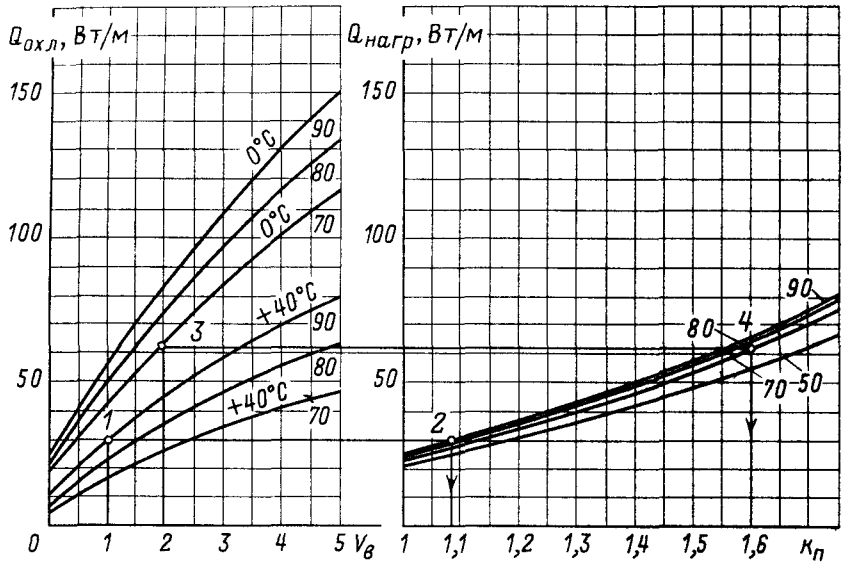



Рис. 10.28. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода М16

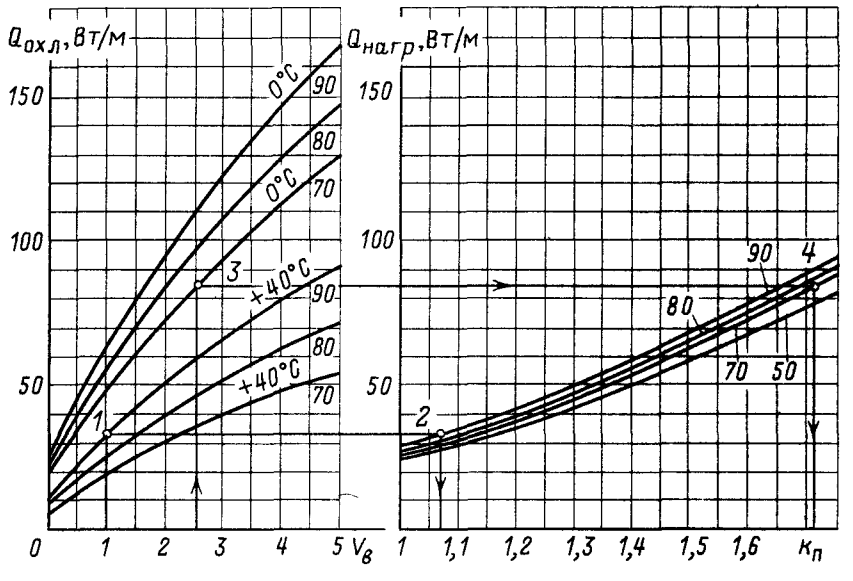



Рис. 10.29. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода М25

емные контактные соединения, может быть достигнуто при условии увеличения допустимого нагрева контактных соединений. Для контактных соединений допустимый нагрев увеличивается при нанесении слоя серебра на контакты гальваническим или электроискровым способом, а также при установке серебряных напаек.

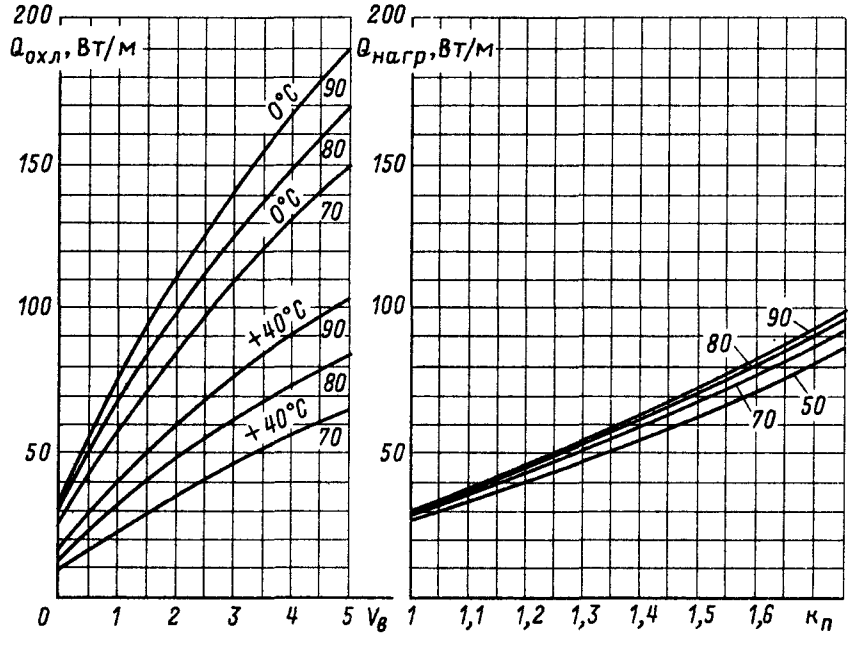



Рис. 10.30. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода М35

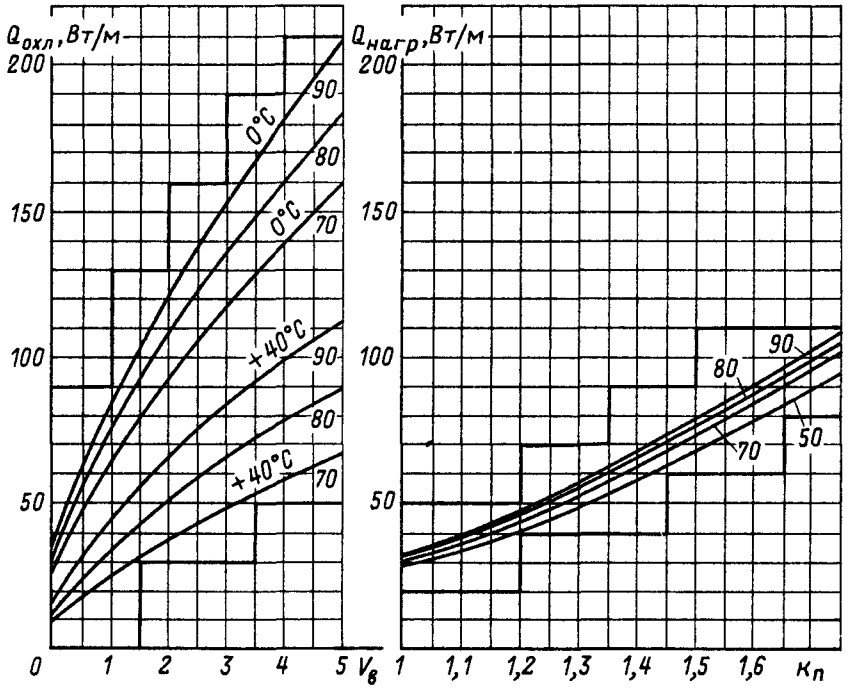



Рис. 10.31. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода М50

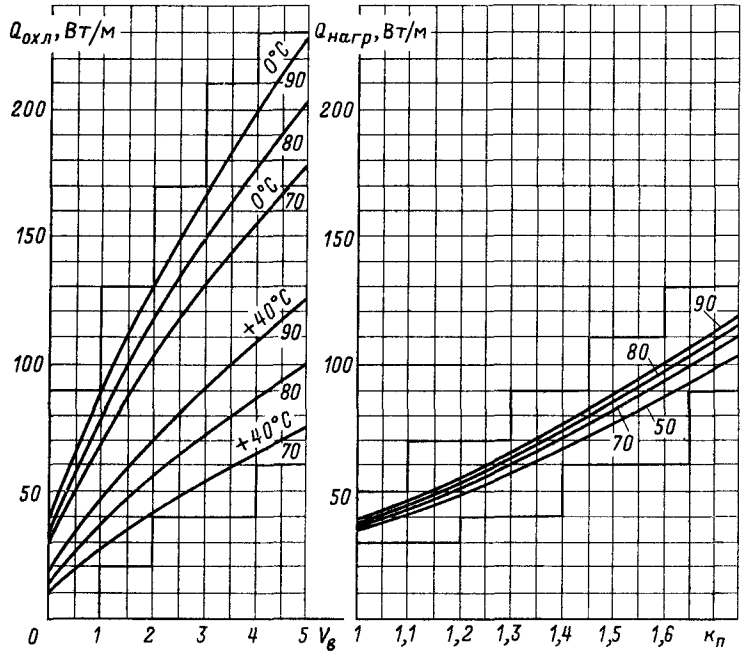



Рис. 10.32. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода М70

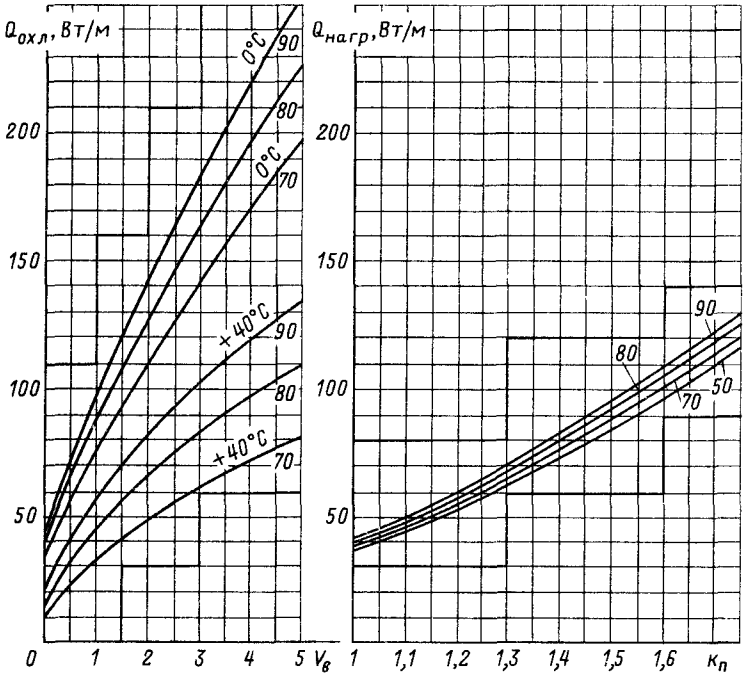



Рис. 10.33. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода М95

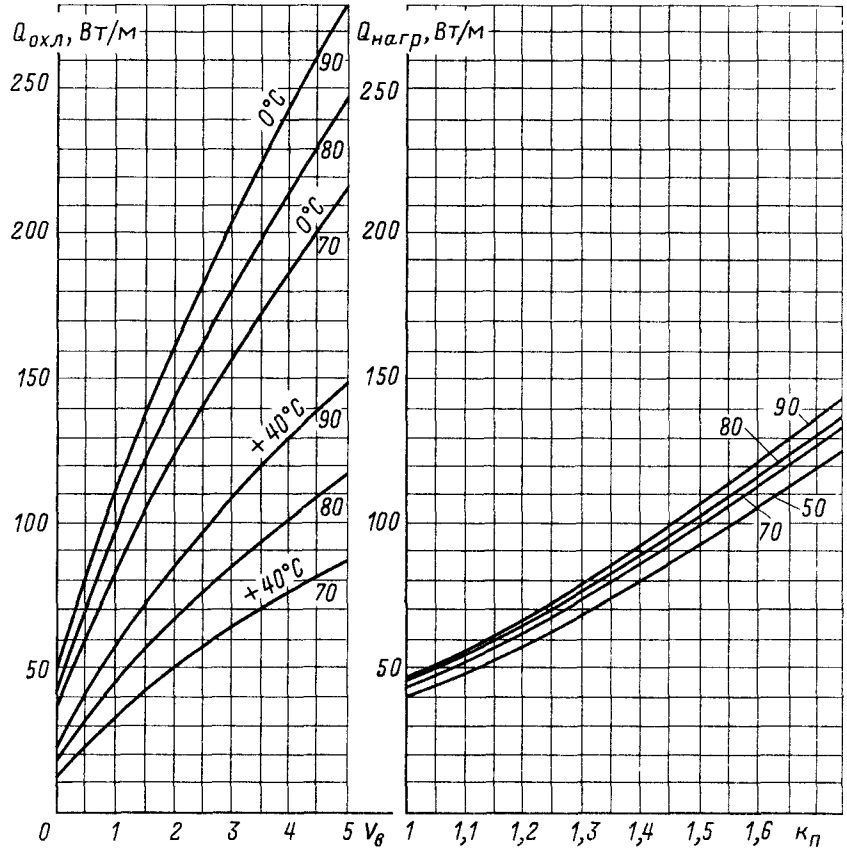



Рис. 10.34. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода М120

**Высокочастотные заградители.** Кратковременную перегрузку высокочастотных заградителей определяют по выражению

$$I_{доп} = I_{ном}\left[1 + \frac{40\,°C - \theta_{о.с}}{400\,°C}\right], \quad (10.19)$$

где $I_{доп}$ – допустимая длительная токовая нагрузка при фактической температуре окружающей среды, А; $I_{ном}$ – номинальный ток при температуре окружающей среды 40 °С, А; $\theta_{о.с}$ – фактическая температура окружающей среды, °С.

Вначале определяют допустимые длительные нагрузки при фактических температурах окружающей среды, отличных от 40 °С, по (10.20). Затем по кривым рис. 10.39 определяют допустимую кратковременную перегрузку с учетом предшествовавших ей условий работы заградителя, принимаемых равными полной номинальной нагрузке при температуре окружающей среды 40 °С.

**Реакторы.** Если известно превышение температуры при номинальном токе, то допустимую токовую нагрузку реактора определяют из выражения

$$I_{доп} = I_{ном}\sqrt{\frac{\theta_{доп}}{\theta_{ном}}}, \quad (10.20)$$

где $\theta_{доп}$ – допустимое значение превышения температуры.

Допустимый ток при температуре воздуха ниже 35 °С определяют как

$$I'_{доп} = I_{доп}\sqrt{\left(1 + \frac{35 - \theta_0}{\theta_{доп}}\right)}. \quad (10.21)$$

Формула (10.21) пригодна также для определения допустимого тока нагрузки и при температуре выше 35 °С.

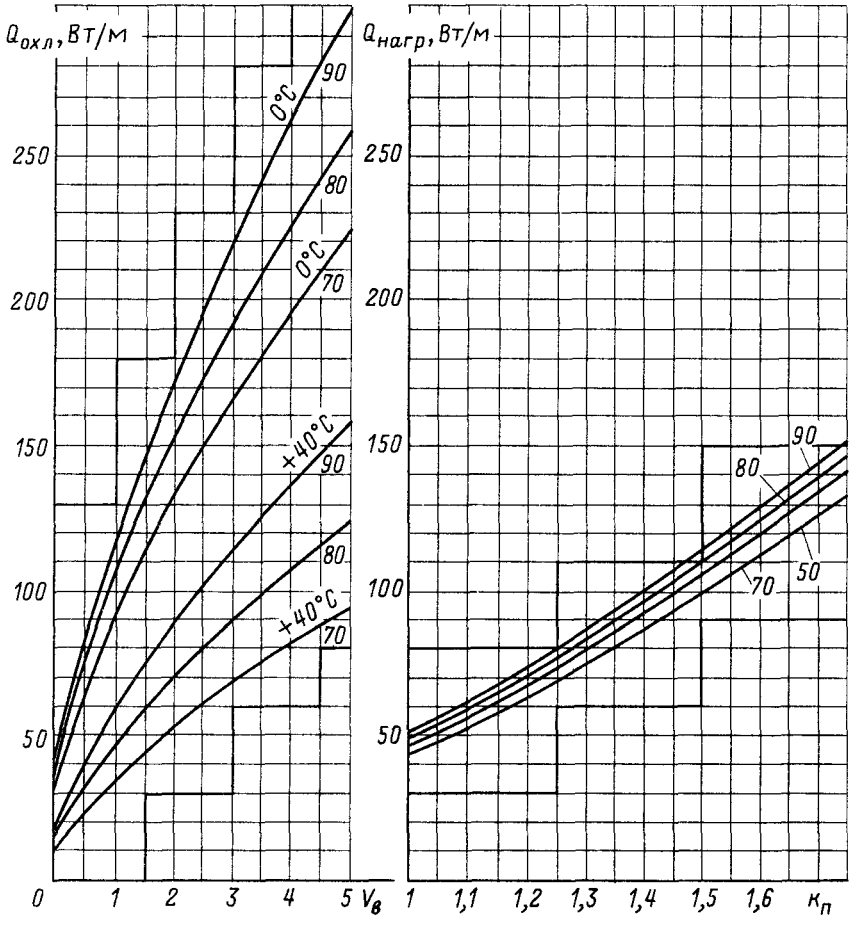



Рис. 10.35. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода М150

Допустимую перегрузку определяют, %,

$$K_{д,п} = \left(\frac{I'_{доп}}{I_{доп}} - 1\right) \cdot 100 =$$

$$= \left[\sqrt{\left(1 + \frac{35 - \theta_0}{\theta_{доп}}\right)} - 1\right] \cdot 100. \quad (10.22)$$

**Трансформаторы тока.** Определение перегрузочной способности трансформаторов тока сводится к определению времени нагрева наиболее нагруженных элементов аппарата до предельно допустимой температуры. Перед перегрузкой аппарат может работать при токе до $I_{ном}$. Этот режим работы называют режимом предварительной загрузки, кратность которой определяют как

$$K_{п,з} = I/I_{ном}, \quad (10.23)$$

где $I$ – ток, протекающий через трансформатор тока перед перегрузкой, А; $I_{ном}$ – номинальный ток трансформатора тока, А.

В режиме предварительной загрузки нагрев аппарата может изменяться от температуры окружающей среды при $K_{п,з} = 0$ до некоторой установившейся температуры $\theta_{уст}$ при $K_{п,з} = 1$. Установившаяся температура будет меньше или равна максимально допустимой температуре $\theta_{max}$ по ГОСТ 8024 – 69. Разность $\theta_{max} - \theta_{уст}$ является одним из параметров, определяющих способность аппарата выдерживать перегрузки. Каждый аппарат наружной установки имеет гарантированный тепловой запас $\theta_{max} - \theta_{уст}$ около 35 °С.

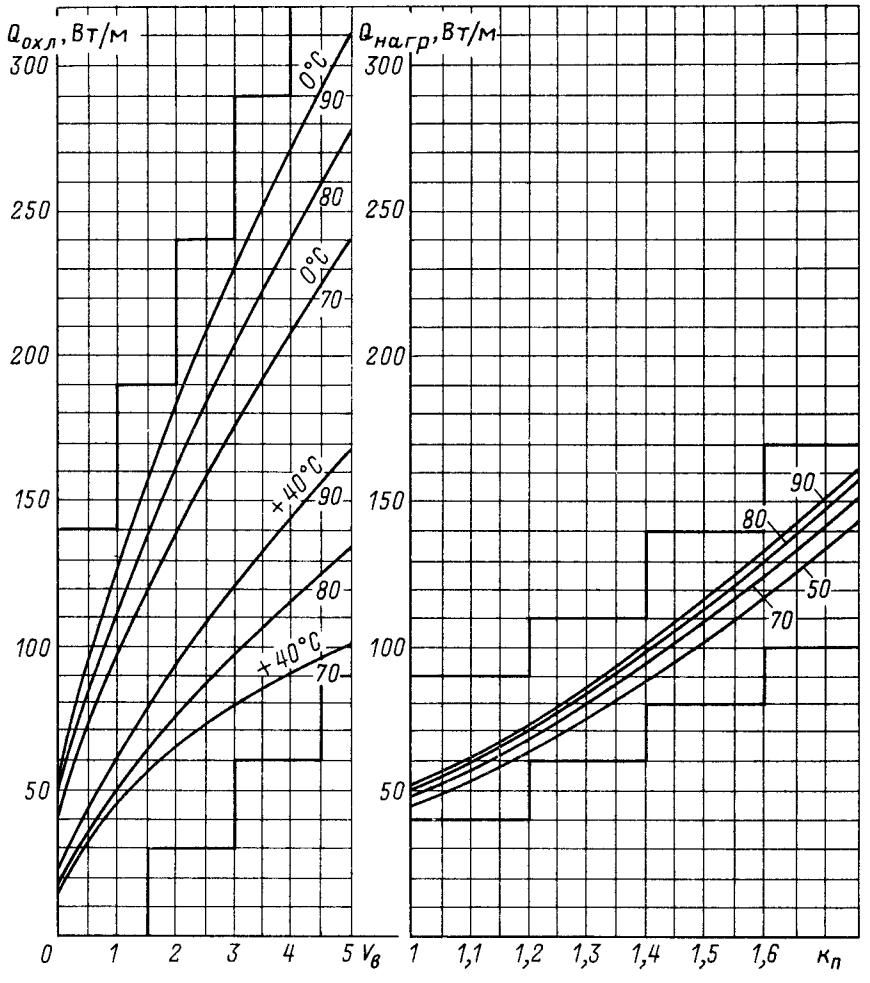



Рис. 10.36. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода М185

Таблица 10.10. **Допустимая кратковременная перегрузка кабельных линий напряжением до 10 кВ за счет недогрузки в нормальном режиме**

| Коэффициент загрузки в нормальном режиме | Вид прокладки | Коэффициент допустимой перегрузки при длительности максимума, ч | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 1,5 | 2 | 3 |
| 0,6 | В земле | 1,35 | 1,3 | 1,15 |
| | В воздухе | 1,25 | 1,15 | 1,1 |
| | В трубах (в земле) | 1,2 | 1,1 | 1 |
| 0,8 | В земле | 1,2 | 1,15 | 1,1 |
| | В воздухе | 1,15 | 1,1 | 1,05 |
| | В трубах | 1,1 | 1,05 | 1 |

Таблица 10.11. **Допустимая аварийная перегрузка кабельных линий напряжением до 10 кВ**

| Коэффициент загрузки в нормальном режиме | Вид прокладки | Коэффициент допустимой перегрузки при длительности максимума, ч | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 |
| 0,6 | В земле | 1,5 | 1,35 | 1,25 |
| | В воздухе | 1,35 | 1,25 | 1,25 |
| | В трубах (в земле) | 1,3 | 1,2 | 1,15 |
| 0,8 | В земле | 1,35 | 1,25 | 1,2 |
| | В воздухе | 1,3 | 1,25 | 1,25 |
| | В трубах (в земле) | 1,2 | 1,15 | 1,1 |

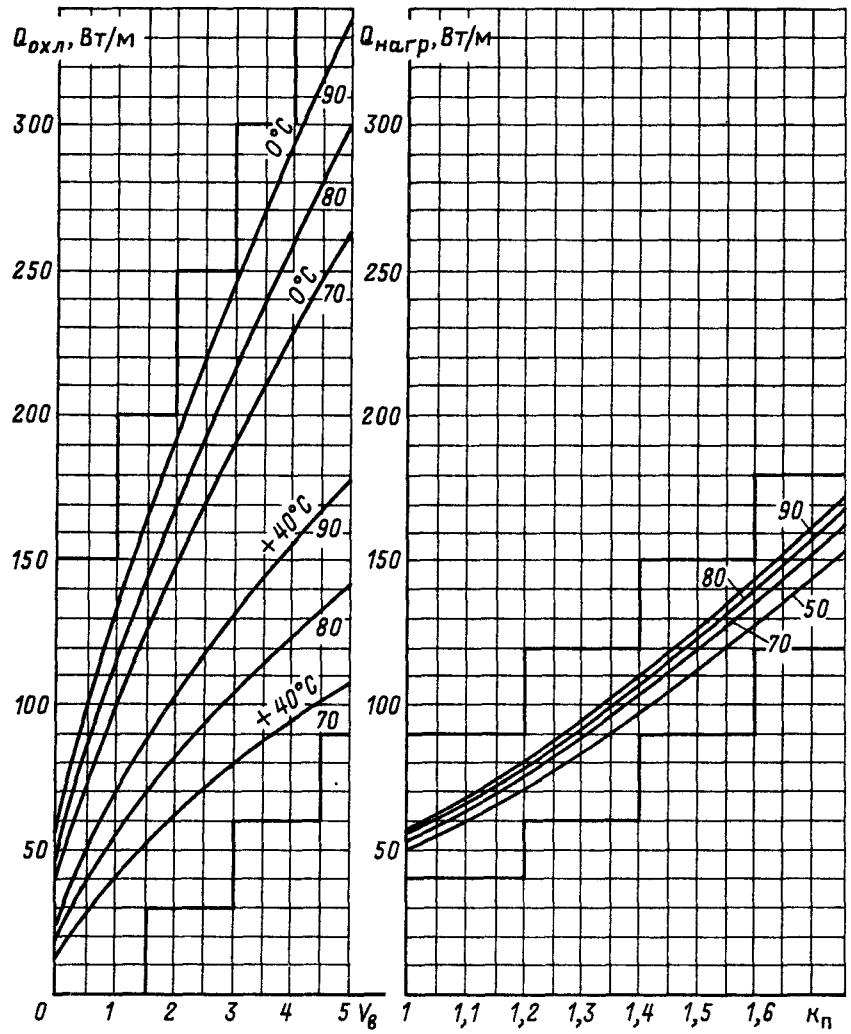



Рис. 10.37. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода М240

Кратность перегрузки определяют как

$$K_{пер} = I_{п,т}/I_{ном}, \qquad (10.24)$$

где $I_{п,т}$ – ток перегрузки трансформатора тока.

Нагрев трансформаторов тока, встроенных в выключатели или силовые трансформаторы, зависит также от нагрева связанных с ними элементов этого оборудования. Поэтому для встроенных трансформаторов тока берут ту же температуру окружающей среды, что и для выключателя или масляного трансформатора.

**Проходные изоляторы** могут работать в установках при температурах от $-45$ до $+40$ °С при высоте установки не более 1000 м над уровнем моря. Срок их службы составляет 20 лет, интенсивность отказов не более $6 \cdot 10^{-7}$ ч$^{-1}$. Ток при температуре окружающей среды $\theta_{о,с}$ ниже 35 °С может быть повышен на $0{,}005 I_{ном}$ на каждый градус снижения температуры, но не более чем на $0{,}1 I_{ном}$. При температуре $\theta_{о,с}$ выше 35 °С, но не более 60 °С допустимый ток определяют выражением

$$I_{доп} = \sqrt{\frac{75 - \theta_{о,с}}{40}}. \qquad (10.25)$$

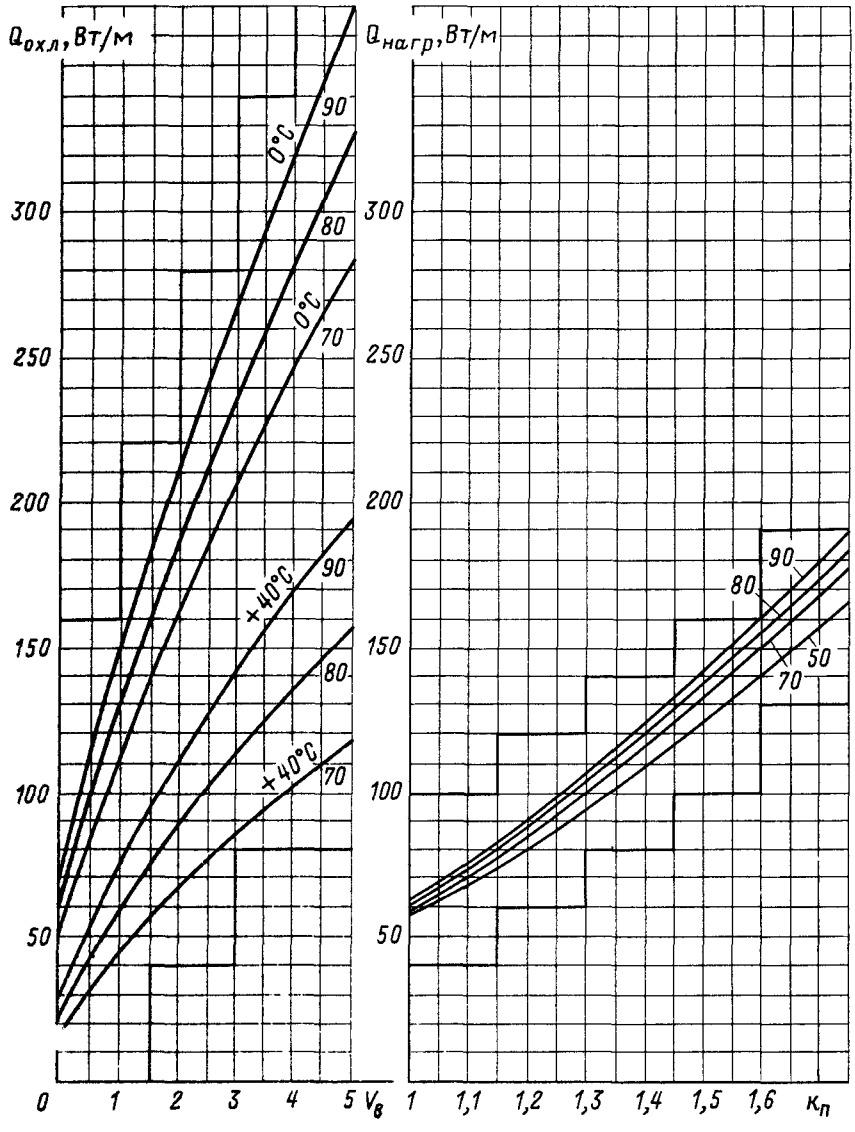



Рис. 10.38. Номограмма для определения допустимой перегрузки провода М300

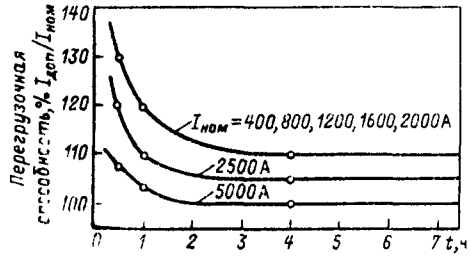



Рис. 10.39. Перегрузочная способность высокочастотных заградителей при температуре окружающего воздуха 40 °С

Таблица 10 12 **Допустимые нагрузки выключателей при различных температурах окружающей среды**

| Температура окружающей среды, °С | Допустимые нагрузки, А, для выключателей типа | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | ВМ-35 | МКП-35 | МКП-110-3,5 | МКП-110-3,5 | МКП 220 | У-220 10 |
| 35 | 630 | 1000 | 630 | 1000 | 1000 | 2000 |
| 30 | 665 | 1040 | 675 | 1050 | 1065 | 2050 |
| 25 | 705 | 1075 | 725 | 1100 | 1125 | 2075 |
| 20 | 730 | 1100 | 760 | 1150 | 1175 | 2135 |
| 15 | 765 | 1140 | 800 | 1185 | 1225 | 2190 |
| 10 | 805 | 1175 | 835 | 1235 | 1280 | 2240 |
| 5 | 830 | 1210 | 875 | 1275 | 1335 | 2280 |
| 0 | 860 | 1250 | 925 | 1310 | 1380 | 2320 |
| −5 | 905 | 1280 | 950 | 1360 | 1435 | 2370 |
| −10 | 925 | 1320 | 1000 | 1400 | 1490 | 2400 |
| −15 | 970 | 1360 | 1050 | 1450 | 1535 | 2450 |
| −20 | 1000 | 1400 | 1100 | 1500 | 1575 | 2500 |

Исходя из требований, предъявляемых к проходным изоляторам, и из условий их работы (проходные изоляторы могут работать в установках при температурах от −50 до +60 °С) можно допускать их перегрузку $(0{,}85 - 1{,}73) I_{ном}$

РАЗДЕЛ ОДИННАДЦАТЫЙ

# КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

## 11.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Для реактивной мощности приняты такие понятия, как потребление, генерация, передача и потери Считают, что если ток отстает по фазе от напряжения (индуктивный характер нагрузки), то реактивная мощность потребляется, а если ток опережает напряжение (емкостный характер нагрузки), реактивная мощность генерируется С точки зрения генерации и потребления между реактивной и активной мощностью существуют значительные различия Если большую часть активной мощности потребляют приемники и лишь незначительная теряется в элементах сети и электрооборудовании, то потери реактивной мощности в элементах сети могут быть соизмеримы с реактивной мощностью, потребляемой приемниками электроэнергии Активная мощность генерируется электростанциями, источниками реактивной мощности являются как генераторы электростанций, так и синхронные двигатели, воздушные и кабельные линии, а также дополнительно устанавливаемые компенсирующие устройства (КУ) – синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов и тиристорные источники реактивной мощности

Производство значительного количества реактивной мощности генераторами электростанций во многих случаях экономически нецелесообразно по следующим основным причинам [17]

1) При передаче активной $P$ и реактивной $Q$ мощностей через элемент системы электроснабжения с сопротивлением $R$ потери активной мощности составят

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \\ = \Delta P_a + \Delta P_p$$

Дополнительные потери активной мощности $\Delta P_p$, вызванные протеканием реактивной мощности $Q$ по сети, пропорциональны ее квадрату Большие потери активной мощности и электроэнергии во всех элементах системы электроснабжения вынуждают, насколько это технически и экономически целесообразно, приближать источники реактивной мощности к местам ее потребления и уменьшать передачу ее от мощных генераторов

2) Возникают дополнительные потери напряжения Например, при передаче мощностей $P$ и $Q$ через элемент системы элек-

троснабжения с активным сопротивлением $R$ и реактивным $X$ потери напряжения составят

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p,$$

где $\Delta U_a$, $\Delta U_p$ – потери напряжения, обусловленные соответственно активной и реактивной мощностью. В результате передача значительного количества реактивной мощности по сети, как правило, не может быть осуществлена в связи с недопустимым падением напряжения.

С влиянием реактивной мощности на режим напряжения связаны понятия баланса, резерва и дефицита реактивной мощности [54]. Под балансом реактивной мощности понимают равенство генерируемой и потребляемой мощностей при допустимых отклонениях напряжения у приемников электроэнергии. Наибольшее значение реактивной мощности, которая может дополнительно потребляться в данном узле при допустимых отклонениях напряжения, называют резервом реактивной мощности. Наименьшее значение реактивной мощности, которая должна быть скомпенсирована в узле, чтобы режим напряжения вошел в допустимые пределы, называют дефицитом. Понятия баланса, резерва и дефицита реактивной мощности условны, так как реактивная мощность, которая может быть передана в рассчитываемый узел, зависит от нагрузок других узлов, мощности КУ и места их установки, а также от режима работы устройств регулирования напряжения. Они являются характеристикой узла только при определенных конкретных условиях, при которых их вычисляют.

3) Загрузка реактивной мощностью систем промышленного электроснабжения и трансформаторов уменьшает их пропускную способность и требует увеличения сечений проводов и кабельных линий, увеличения номинальной мощности или числа трансформаторов подстанций и т. п.

Мероприятия, проводимые по компенсации реактивной мощности, могут быть разделены на связанные со снижением потребления реактивной мощности приемниками электроэнергии и требующие установки КУ в соответствующих точках системы электроснабжения.

Значительного экономического эффекта достигают при правильном сочетании различных мероприятий, которые должны быть технически и экономически обоснованы. Критерием экономичности является минимум приведенных затрат

$$З = C_э + 0{,}12K = \min. \qquad (11.1)$$

Для задачи выбора типа, мощности и места установки КУ оптимальное решение может быть получено из расчета всей системы электроснабжения с одновременным учетом питающих и распределительных сетей. Из-за сложности общей задачи одним из возможных путей ее решения является расчет в энергосистеме с учетом сетей промышленных предприятий в виде эквивалентных характеристик. В результате решения общей задачи при совместном учете питающих и распределительных сетей для системы электроснабжения промышленного предприятия определяют оптимальное значение реактивной мощности, передаваемой из энергосистемы в режимах ее наибольших и наименьших активных нагрузок $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$ соответственно. Значения $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$ определяются энергоснабжающей организацией на основании [55]. При этом в расчетах по компенсации реактивной мощности в сетях промышленных предприятий отпадает необходимость учитывать внешнюю сеть, так как учет ее полностью отражается заданными значениями входной мощности $Q_{э1}$ и $Q_{э2}$.

Стимулирование увеличения мощности КУ в системе электроснабжения промышленных предприятий до оптимального значения осуществляют с помощью шкалы скидок и надбавок на электроэнергию. С 1 января 1982 г. введен в действие прейскурант № 09 – 01 «Тарифы на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую энергосистемами и электростанциями Министерства энергетики и электрификации СССР» [56], в котором установлена система скидок и надбавок к тарифам на электроэнергию за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей.

Для потребителей, присоединенная мощность которых равна 750 кВ·А и выше, суммарную скидку или надбавку $H_{сум}$, %, представляют слагаемыми

$$H_1 = 30(Q_{ф1} - Q_{э1})/P_ф; \qquad (11.2)$$

$$H_2 = 20|Q_{ф2} - Q_{э2}|/(P_ф - 2), \qquad (11.3)$$

где $Q_{ф1}$, $Q_{ф2}$ – фактические значения реактивной мощности потребителя в часы максимальных и минимальных активных нагрузок энергосистемы; $P_ф$ – фактическое значение максимальной активной мощности потребителя за расчетный период.

Если $Q_{\phi 1} < Q_{э1}$, то $H_1$ принимают равным нулю. Положительное значение $H_2$ и $H_1$ означает надбавку, отрицательное значение $H_2$ – скидку.

Максимальную скидку с тарифа $H_{сум} = -2\%$ устанавливают, когда мощность, генерируемая КУ потребителя, равна разности фактической реактивной мощности потребителя и оптимальной реактивной мощности, передаваемой из энергосистемы в режиме наибольших активных нагрузок,

$$Q_к = Q_{\phi 1} - Q_{э1}, \qquad (11.4)$$

и регулирование мощности КУ осуществляют так, чтобы выполнялось равенство

$$Q_{\phi 2} = Q_{э2}. \qquad (11.5)$$

Необходимость выполнения (11.5) повышает требование к регулированию мощности КУ.

Для потребителей, присоединенная мощность которых меньше 750 кВ·А, скидку или надбавку, %, определяют из соотношения

$$K = (Q_{к,\phi}/Q_{к,э}) \cdot 100, \qquad (11.6)$$

где $Q_{к,\phi}$ – фактическая мощность КУ, установленных у потребителя; $Q_{к,э}$ – мощность КУ, задаваемая энергоснабжающей организацией.

Шкала скидок и надбавок к тарифу за компенсацию в этом случае следующая:

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| $K$, % | До 30 | 30–50 | 50–70 | 70–90 |
| $H$, % | +50 | +30 | +10 | 0 |
| $K$, % | 90–110 | 110–130 | 130 и более | |
| $H$, % | −5 | +10 | +50 | |

Положительное значение $H$ означает надбавку, отрицательное – скидку. Энергоснабжающая организация задает также режим работы КУ в виде времени включения и отключения его в течение суток в соответствии с режимом работы предприятия.

## 11.2. ИНСТРУКЦИЯ ПО КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

### Основные положения

1. Инструкция охватывает задачи компенсации реактивной мощности в электрических сетях для режима прямой последовательности основной частоты переменного тока. Несимметричные и несинусоидальные режимы, а также режимы работы сети с резкопеременными нагрузками в настоящей Инструкции не рассматриваются. При решении задач использования средств компенсации для регулирования напряжения следует обращаться к «Временным указаниям по регулированию напряжения в электрических сетях».

2. Требования Инструкции распространяются на всех потребителей электроэнергии, за исключением жилых и общественных зданий при расчетной активной мощности на каждом вводе менее 250 кВт, тяговых подстанций городского электротранспорта, и являются обязательным для электроснабжающих организаций и организаций, проектирующих электроустановки, независимо от их ведомственной принадлежности.

3. При проектировании компенсирующие устройства выбираются одновременно со всеми элементами электрической сети с учетом снижения токовых нагрузок средствами компенсации.

4. Выбор типа, мощности, места установки и режима работы компенсирующих устройств должен обеспечивать наибольшую экономичность при соблюдении всех технических требований.

5. Критерием экономичности является минимум приведенных затрат.

6. При определении приведенных затрат следует учитывать:

а) затраты на установку компенсирующих устройств и дополнительного оборудования – коммутационных аппаратов, устройств регулирования и т. п.;

б) снижение стоимости оборудования трансформаторных подстанций и стоимости сооружения питающей и распределительной сети, обусловленное уменьшением токовых нагрузок;

в) снижение потерь электроэнергии в питающей и распределительной сети;

г) уменьшение потерь активной мощности в максимум нагрузки энергосистемы;

д) снижение потерь реактивной мощности в питающей и распределительной сети вследствие уменьшения токовых нагрузок средствами компенсации.

7. Выполнение технических требований должно обеспечивать:

а) допустимый режим напряжения в электрической сети;

б) допустимые токовые нагрузки всех ее элементов;

в) режим работы источников реактивной мощности в допустимых пределах;

г) статическую и электродинамическую стойкость работы электроприемников.

Выполнение требований относительно потребления заданной реактивной мощности из сети энергосистемы и использование наличных средств компенсации для режима наибольших нагрузок следует оценивать путем составления балансовых расчетов максимальных реактивных нагрузок с учетом потерь реактивной мощности в сопоставлении с располагаемыми источниками.

8. Источники реактивной мощности могут быть трех типов:

а) воздушные и кабельные линии электрических сетей;

б) генераторы электростанций и синхронные двигатели;

в) дополнительно устанавливаемые средства компенсации – синхронные компенсаторы, конденсаторные установки поперечного включения, вентильные установки со специальным регулированием и др.

9. Предусмотренные в утвержденном проекте компенсирующие устройства устанавливаются в обязательном порядке. Их отсутствие или недостаточное количество является основанием для запрещения подключения электроустановки к сети.

10. В качестве расчетного режима при выборе средств компенсации должен приниматься режим наибольшей активной нагрузки энергосистемы.

11. Для наиболее экономичного использования средств компенсации в эксплуатации они должны оборудоваться автоматическими устройствами регулирования генерируемой мощности (см. § 5.3.12, 5.3.13, 5.6.14 ПУЭ). В отдельных случаях допускается ручное регулирование компенсирующих устройств (см. пп. ЭП-7-8, ЭП-7-9 ПТЭ).

12. Ответственность абонентов за режим работы средств компенсации, а также обязанности энергоснабжающей организации по осуществлению контроля за их использованием указываются в договорах на пользование электроэнергией и периодически проверяются органами Главгосэнергонадзора.

### Проектирование

1. При проектировании электроустановок необходимо предусматривать мероприятия по снижению потребления реактивной мощности, а именно:

а) не допускать выбора электродвигателей и трансформаторов с необоснованно заниженной нагрузкой;

б) для нерегулируемых электроприводов с постоянным режимом работы выбирать синхронные двигатели, если это возможно по техническим и экономическим условиям;

в) планировать меры по ограничению холостого хода асинхронных двигателей, если это возможно по условиям технологического процесса;

г) использовать другие технические средства, обеспечивающие повышение технико-экономических показателей системы электроснабжения путем воздействия на потребление и генерацию реактивной мощности.

2. Проектирование рекомендуется вести с учетом динамики роста нагрузки и поэтапного развития систем электроснабжения. Для каждого этапа определяются мощность и места установки компенсирующих устройств, решается вопрос о необходимости их регулирования, выбирается параметр регулирования и т. д.

При небольшом различии в приведенных затратах по вариантам в пределах точности расчета и исходных данных принимается вариант с лучшими техническими показателями (перспективность схемы, удобство эксплуатации, расход материалов и оборудования и т. д.).

3. При выборе средств компенсации, устанавливаемых в электрических сетях потребителей электроэнергии, исходными являются следующие данные, получаемые от энергосистемы:

а) экономически или технически обоснованное значение реактивной мощности, которая может быть передана из энергосистемы в режиме ее наибольшей активной нагрузки в сеть электроустановки; это значение определяется энергосистемой при расчете экономических значений реактивной мощности в ее узлах в соответствии с методикой, утвержденной в установленном порядке;

б) значение реактивной мощности, которая может быть передана из энергосистемы в режиме ее наименьшей активной нагрузки в сеть электроустановки; это значение определяется энергосистемой при расчете оптимальных режимов ее работы;

в) значение реактивной мощности, которая может быть передана из энергосистемы в послеаварийных режимах в сеть электроустановки; это значение определяется энергосистемой при расчете уровней напряжения в ее узлах в характерных послеаварийных режимах.

4. При выборе средств компенсации необходимо:

а) учитывать потери реактивной мощности в элементах сети и реактивную мощность, генерируемую воздушными линиями, токопроводами и кабельными линиями с номинальными напряжениями выше 20 кВ, а для кабельных сетей значительной протяженности – также и 6 – 20 кВ;

б) определять целесообразную степень использования реактивной мощности генераторов местных электростанций и синхронных двигателей для сетей напряжением как 6 – 20, так и до 1 кВ;

в) проверять возможность уменьшения пропускной способности элементов сети при увеличении степени компенсации (уменьшение числа и мощности трансформаторов, снижение сечений проводов и кабелей и т. п.);

г) выбирать способ управления компенсирующими устройствами (ручное или автоматическое), параметр регулирования (напряжение, реактивная мощность, время и т. д.);

д) учитывать по возможности дополнительный экономический эффект при использовании средств компенсации для повышения качества электроэнергии.

5. При технико-экономических расчетах стоимости потерь электроэнергии и активной мощности должны определяться по замыкающим затратам.

6. При выборе средств компенсации необходимо учитывать, что наибольший экономический эффект достигается при их размещении в непосредственной близости от потребляющих реактивную мощность электроприемников.

Передача реактивной мощности из сети 6 – 35 кВ в сеть напряжением до 1 кВ во многих случаях оказывается экономически невыгодной, если это приводит к увеличению числа цеховых трансформаторов.

7. Распределять конденсаторные установки между сетями 6 – 20 и сетями напряжением до 1 кВ следует на основании технико-экономического расчета.

Место установки регулируемых конденсаторных батарей в сетях напряжением до 1 кВ должно определяться с учетом требований регулирования напряжения сети или регулирования реактивной мощности. Установка конденсаторных батарей на стороне 6 – 10 кВ цеховых подстанций не рекомендуется.

Индивидуальная компенсация может быть целесообразной лишь у крупных электроприемников с относительно низким коэффициентом мощности и большим числом часов работы в году.

8. При составлении баланса реактивной мощности следует учитывать происходящее при регулировании напряжения изменение потребления реактивной мощности в соответствии со статическими характеристиками.

**Эксплуатация**

1. При эксплуатации электроустановок должны осуществляться следующие мероприятия, снижающие потребление реактивной мощности:

а) упорядочение технологического процесса, ведущее к снижению потребления реактивной нагрузки в максимум активной нагрузки энергосистемы;

б) ограничение холостой работы асинхронных двигателей, сварочных трансформаторов и других электроприемников путем внедрения ограничителей холостого хода;

в) замена или отключение на период малых нагрузок трансформаторов, загружаемых менее чем на 30% номинальной мощности, если это допускается по условиям режима работы сети и электроприемников;

г) замена загружаемых менее чем на 60% асинхронных двигателей двигателями меньшей мощности при условии технико-экономического обоснования и наличии практической возможности такой замены;

д) допустимая по условиям работы электропривода замена асинхронных двигателей синхронными, если асинхронные двигатели подлежат демонтажу вследствие износа, изменения технологического процесса или возможности использования в других установках, не нуждающихся в искусственной компенсации реактивных нагрузок, а также если замена может быть обоснована технико-экономическим расчетом.

2. Должен быть обеспечен систематический контроль за работой средств компенсации. Для этого не реже 2 раз в год следует проверять:

а) располагаемую реактивную мощность средств компенсации;

б) наличие и действие устройств автоматического управления и регулирования мощности средств компенсации, правильность выбора установок этих средств.

Осмотр конденсаторных установок должен производиться в соответствии с требованиями ПТЭ (пп. ЭП-7-23 и ЭП-7-24). Результаты осмотров и проверок фиксируются в акте, который должен предъявляться представителю органов Госэнергонадзора.

3. В случае изменения нагрузок по сравнению с принятыми при проектировании в режим работы источников реактивной мощности следует вносить коррективы в соответствии с фактическими графиками реактивных нагрузок.

**Контроль**

1. Контроль за реактивной мощностью, потребляемой или выдаваемой в сеть энерго-

системы потребителями электроэнергии, осуществляется ежеквартально Главгосэнергонадзором Минэнерго СССР и его органами: энергосбытами и инспекциями союзных республик.

2. Контролируемыми являются:

а) наибольшая потребляемая реактивная мощность за получасовой интервал в период наибольшей активной нагрузки энергосистемы;

б) реактивная мощность, потребляемая или выдаваемая в сеть энергосистемы в период наименьших активных нагрузок энергосистемы.

3. Периоды наибольших и наименьших нагрузок, а также режимы работы компенсирующих устройств устанавливаются энергоснабжающей организацией и фиксируются в договоре на пользование электроэнергией.

4. Для контроля наибольшей реактивной мощности, передаваемой из сети энергосистемы в сеть потребителя, используются специальные электросчетчики реактивной энергии с указателем 30-минутного максимума нагрузки и контактными часами и автоматизированные информационно-измерительные системы учета и контроля электроэнергии. Для контроля реактивной мощности, потребляемой или выдаваемой потребителем в сеть энергосистемы в период ее наименьших нагрузок, используются обычные электросчетчики реактивной энергии с контактными часами.

В случае отсутствия специальных счетчиков реактивной энергии с указателем 30-минутного максимума нагрузки и контактными часами учет потребляемой или выдаваемой потребителем в сеть энергосистемы реактивной мощности производится по записям показаний обычных счетчиков. Записям подлежат 30-минутные показания счетчиков в часы наибольшей нагрузки энергосистемы и показания счетчиков на начало и конец периода наименьшей активной нагрузки энергосистемы.

## 11.3. СПОСОБЫ УМЕНЬШЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПРИЕМНИКАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности приемниками электроэнергии рассматривают в первую очередь, поскольку для их осуществления, как правило, не требуется значительных капитальных затрат. Поскольку основными потребителями реактивной мощности на промышленных предприятиях являются асинхронные двигатели, трансформаторы и вентильные преобразователи, то предметом всестороннего анализа должны быть следующие вопросы:

1) замена малозагруженных асинхронных двигателей двигателями меньшей мощности;

2) понижение напряжения у двигателей, систематически работающих с малой загрузкой;

3) ограничение ХХ асинхронных двигателей;

4) замена или отключение в период малых нагрузок трансформаторов;

5) применение наиболее целесообразной силовой схемы и системы управления вентильного преобразователя.

Замена малозагруженных двигателей двигателями меньшей мощности. Потребление реактивной мощности асинхронными двигателями зависит от коэффициента загрузки и его технических данных. При номинальной загрузке и номинальном напряжении асинхронный двигатель потребляет реактивную мощность

$$Q_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\eta} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}}, \qquad (11.7)$$

где $\eta$ – КПД двигателя при полной загрузке.

Реактивную мощность, потребляемую двигателем из сети при ХХ, находят из выражения

$$Q_{\text{х}} \approx \sqrt{3}\, U_{\text{ном}} I_{\text{х}}, \qquad (11.8)$$

где $I_{\text{х}}$ – ток ХХ асинхронного двигателя.

Для двигателей с номинальным коэффициентом мощности $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0{,}91 - 0{,}93$ реактивная мощность ХХ составляет около 60% реактивной мощности при номинальной загрузке двигателя. Для двигателей с $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0{,}77 \div 0{,}79$ она достигает 70%.

Увеличение потребления реактивной мощности при полной загрузке двигателя по сравнению с потреблением при ХХ

$$\Delta Q_{\text{ном}} = Q_{\text{ном}} - Q_{\text{х}} \approx \frac{P_{\text{ном}}}{\eta} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}} - \sqrt{3}\, U_{\text{ном}} I_{\text{х}}. \qquad (11.9)$$

При загрузках асинхронного двигателя, меньших номинальной, прирост потребления реактивной мощности по сравнению с ХХ пропорционален квадрату коэффициента загрузки двигателя

$$\Delta Q = k_3^2 \Delta Q_{\text{ном}}, \qquad (11.10)$$

где $k_3 = P/P_{\text{ном}}$ – коэффициент загрузки двигателя.

Таким образом, коэффициент мощности асинхронного двигателя при произвольной загрузке

$$\cos\varphi = P/S = \\ = k_з P_{ном}/\sqrt{k_з^2 P_{ном}^2 + (Q_х + k_з^2 \Delta Q_{ном})^2}. \quad (11.11)$$

Из (11.11) следует, что коэффициент мощности двигателя уменьшается при уменьшении его загрузки. Например, если для какого-то конкретного двигателя при 100%-ной загрузке $\cos\varphi = 0{,}8$, то при 50%-ной он равен 0,65, а при 30%-ной 0,51. Отсюда следует, что замена систематически малозагруженных двигателей двигателями меньшей мощности способствует повышению мощности промышленных электроустановок.

Условия рентабельности требуют, чтобы замена двигателя влекла за собой уменьшение суммарных потерь активной мощности как в энергосистеме, так и в приемнике. Для суммарных потерь $\Delta P_{сум}$ справедливо выражение

$$\Delta P_{сум} = k_{и.п} Q + \Delta P, \quad (11.12)$$

где $\Delta P$ – полные потери активной мощности в двигателе; $k_{и.п}$ – коэффициент изменения потерь, кВт/квар (задается предприятию энергосистемой или применяется по данным [57]).

Коэффициент изменения потерь $k_{и.п}$ численно равен удельному снижению потерь активной мощности во всех элементах системы электроснабжения (от источников питания до мест потребления электроэнергии), получаемому при уменьшении передаваемой предприятию реактивной мощности. Как показали расчеты, наименьшее значение $k_{и.п}$ примерно равно 0,02 кВт/квар для трансформаторов, присоединенных непосредственно к шинам станции.

Преобразовав (11.12) в более удобный для расчета вид, с учетом (11.9) получим

$$\Delta P_{сум} = [Q_х(1 - k_з^2) + k_з^2 Q_{ном}] k_{и.п} + \Delta P_х + \\ + k_з^2 \Delta P_{а.ном}, \quad (11.13)$$

где $\Delta P_х = P_{ном}\left(\frac{1-\eta}{\eta}\right)\frac{k_{дв}}{1+k_{дв}}$ – потери активной мощности при XX двигателя, кВт;

$$\Delta P_{а.ном} = P_{ном}\frac{1-\eta}{\eta}\frac{1}{k_{дв}+1}$$

– прирост потерь активной мощности в двигателе при загрузке 100%, кВт; $k_{дв} = \Delta P_х/\Delta P_{а.ном}$ – расчетный коэффициент, зависящий от конструкции двигателя,

$$k_{дв} = \frac{\Delta P_х}{(100-\eta) - \Delta P_х}; \quad (11.14)$$

$\Delta P_х$ – потери XX, %, активной мощности, потребляемой двигателем при загрузке 100%.

Работы, проведенные в Главгосэнергонадзоре, показали, что если средняя загрузка двигателя составляет менее 45% номинального значения его мощности, то замена двигателя менее мощным всегда целесообразна и проверка расчетами не требуется. При загрузке двигателя более 70% номинальной мощности можно считать, что замена его в общем случае нецелесообразна. При загрузке двигателей 45 – 70% целесообразность замены их должна быть подтверждена достаточным уменьшением суммарных потерь активной мощности в электрической системе и двигателе, рассчитанных по (11.13).

**Пример 11.1.** Требуется проверить по условиям рентабельности замену двигателя типа А92-4 мощностью 100 кВт, работающего с нагрузкой на валу 50 кВт, двигателем А82-4 мощностью 55 кВт. Коэффициент изменения потерь в заданном пункте энергосистемы равен 0,02; 0,1; 0,15 кВт/квар.

Параметры заменяемого двигателя:

$$\cos\varphi = 0{,}89;\ \eta = 0{,}92;\ U_{ном} = 380\ В;$$

$$I_х = 57\ А;\ \Delta P_х = 3{,}5\ кВт.$$

Определяем

$$Q_х = \sqrt{3}\cdot 380\cdot 57\cdot 10^{-3} = 37{,}5\ квар;$$

$$Q_{ном} = \frac{100}{0{,}92}\cdot 0{,}515 = 56\ квар;$$

$$k_з = 50/100 = 0{,}5;$$

$$k_{дв} = \frac{\Delta P_х}{(100-\eta)-\Delta P_х} = \frac{3{,}5}{(100-92)-3{,}5} = \\ = 0{,}778;$$

$$\Delta P_{а.ном} = P_{ном}\frac{1-\eta}{\eta}\frac{1}{1+k_{дв}} = \\ = 100\cdot\frac{1-0{,}92}{0{,}92}\frac{1}{1+0{,}778} = 4{,}89\ кВт;$$

$$\Delta P_{\text{сум}} = [37{,}5(1-0{,}5^2)+0{,}5^2\cdot 56]k_{\text{и,п}}+3{,}5+$$
$$+0{,}5^2\cdot 4{,}89;$$

$\Delta P_{\text{сум}} = 5{,}56;\ 8{,}94;\ 11{,}04$ кВт при $k_{\text{и,п}} =$

$= 0{,}02;\ 0{,}1;\ 0{,}15$ соответственно.

Параметры заменяющего двигателя:

$\cos\varphi = 0{,}89;\ \eta = 0{,}905;\ U_{\text{ном}} = 380$ В;

$I_{\text{х}} = 31{,}8$ А; $\Delta P_{\text{х}} = 2{,}31$ кВт.

Определяем

$$Q_{\text{х}} = \sqrt{3}\cdot 380\cdot 31{,}8\cdot 10^{-3} = 21 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{ном}} = \frac{55}{0{,}905}\cdot 0{,}515 = 31{,}3 \text{ квар};$$

$$k_{\text{з}} = 50/55 = 0{,}91;$$

$$k_{\text{дв}} = \frac{4{,}2}{(100-90{,}5)-4{,}2} = 0{,}793;$$

$$\Delta P_{\text{а, ном}} = 55\cdot\frac{1-0{,}905}{0{,}905}\frac{1}{1+0{,}793} = 3{,}22 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{сум}} = [21(1-0{,}91^2)+0{,}91^2\cdot 31{,}3]k_{\text{и,п}}+$$
$$+2{,}31+0{,}91^2\cdot 3{,}22;$$

$\Delta P_{\text{сум}} = 5{,}57;\ 7{,}93;\ 9{,}41$ кВт

при заданных значениях $k_{\text{и,п}}$.

Таким образом, замена двигателя при $k_{\text{и,п}} = 0{,}02$ не приводит к уменьшению суммарных активных потерь. При $k_{\text{и,п}} = 0{,}1$ и $0{,}15$ снижение потерь равно $1{,}01$ и $1{,}63$ кВт соответственно. Однако для удовлетворения условий рентабельности необходимо, чтобы экономия от снижения потерь электроэнергии в течение 7 лет превзошла дополнительные капиталовложения, вызванные демонтажем старого и монтажом нового двигателя.

Понижение напряжения у двигателей, систематически работающих с малой загрузкой. При невозможности замены малозагруженного асинхронного двигателя следует проверить целесообразность снижения напряжения на его зажимах. Снижение напряжения на выводах асинхронного двигателя до определенного минимально допустимого значения $U_{min}$ приводит к уменьшению потребления реактивной мощности (за счет уменьшения тока намагничивания) и тем самым к увеличению коэффициента мощности. При этом одновременно уменьшаются потери активной мощности и, следовательно, увеличивается КПД двигателя. На практике применяют следующие способы снижения напряжения у малозагруженных асинхронных двигателей:

1) переключение статорной обмотки с треугольника на звезду;

2) секционирование статорных обмоток;

3) понижение напряжения в сетях промышленных предприятий путем переключения ответвлений понижающих трансформаторов.

Переключение статорной обмотки с треугольника на звезду можно рекомендовать для двигателей напряжением до 1 кВ, систематически загруженных менее чем на 40% номинальной мощности. Изменение коэффициента мощности и КПД асинхронного двигателя при указанном переключении приведено в табл. 11.1 и 11.2. При переключении обмотки двигателя с треугольника на

Таблица 11.1. **Коэффициент мощности асинхронного двигателя при переключении статорной обмотки с треугольника на звезду**

| Номинальный $\cos\varphi$ двигателя | Отношение $\cos\varphi/\cos\varphi_{\Delta}$ при коэффициентах нагрузки | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 |
| 0,78 | 1,94 | 1,8 | 1,64 | 1,49 | 1,35 |
| 0,8 | 1,85 | 1,73 | 1,58 | 1,43 | 1,3 |
| 0,82 | 1,78 | 1,67 | 1,52 | 1,37 | 1,26 |
| 0,84 | 1,72 | 1,61 | 1,46 | 1,32 | 1,22 |
| 0,86 | 1,66 | 1,55 | 1,41 | 1,27 | 1,88 |
| 0,88 | 1,6 | 1,49 | 1,35 | 1,22 | 1,14 |
| 0,9 | 1,57 | 1,43 | 1,29 | 1,17 | 1,1 |
| 0,92 | 1,5 | 1,36 | 1,29 | 1,11 | 1,06 |

Таблица 11.2. **Изменение $\eta$ двигателя при переключении его обмотки с треугольника на звезду**

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| $k_{\text{з}}$ . . . . . | 0,1 | 0,2 | 0,25 | 0,3 |
| $\eta/\eta_{\Delta}$ . . . . . | 1,27 | 1,1 | 1,06 | 1,04 |

*Продолжение табл. 11.2*

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| $k_{\text{з}}$ . . . . . | 0,35 | 0,4 | 0,45 | 0,5 |
| $\eta/\eta_{\Delta}$ . . . . . | 1,02 | 1,01 | 1,005 | 1 |

звезду из-за уменьшения максимального вращающего момента в 3 раза необходимо производить проверку по предельному коэффициенту загрузки двигателя, определяемому условиями устойчивости. Предельный коэффициент загрузки

$$k_{з,\,пр} \approx k_{м,\,м}/4{,}5, \qquad (11.15)$$

где $k_{м,\,м}$ – кратность максимального вращающего момента по отношению к номинальному (приводится в каталогах на двигатели).

Секционирование статорных обмоток асинхронных двигателей можно рекомендовать, когда невозможно переключить обмотки статора с треугольника на звезду. Если двигатели изготовлены с параллельными ветвями в статорной обмотке, то секционирование осуществляют относительно просто путем перепайки лобовых соединений обмотки. Сложнее переключить статорную обмотку двигателя на другую схему соединений, если она выполнена одиночным проводом. В таких случаях переключение секций обмотки возможно лишь при капитальных ремонтах двигателей.

Переключение ответвлений понижающего трансформатора для снижения рабочего напряжения асинхронных двигателей также является эксплуатационным приемом, направленным на повышение коэффициента мощности, если данный трансформатор не питает одновременно другие приемники, не допускающие снижения напряжения на их зажимах.

Ограничение холостого хода работы асинхронных двигателей. Работа большинства асинхронных двигателей характерна тем, что в перерывах между нагрузками они вращаются на ХХ. Для ряда потребителей время работы двигателей на ХХ достигает 50 – 65 % всего времени работы. Если промежутки работы на ХХ достаточно велики, то целесообразно на это время отключать двигатель от сети. Потребление активной и особенно реактивной энергии при этом значительно уменьшается. Применение ограничителей ХХ приводит к экономии электроэнергии, когда промежутки работы на ХХ превышают 10 с. Когда промежутки ХХ меньше 10 с, вопрос об эффективности ограничителей решается на основании контрольного расчета [57].

Замена или отключение в период малых нагрузок трансформаторов. Значительных результатов в повышении естественного коэффициента мощности промышленного предприятия достигают за счет рационализации работы трансформаторов, которую проводят путем их замены и перегруппировки, а также отключения некоторых трансформаторов в часы малых нагрузок. Если при этих мероприятиях снижается потребление реактивной мощности и уменьшаются потери активной мощности, то осуществление их, несомненно, целесообразно.

Применение наиболее целесообразной силовой схемы в системе управления вентильного преобразователя. Вентильный преобразователь постоянного тока является потребителем реактивной мощности, так как основная гармоника тока отстает от напряжения. Угол сдвига $\varphi_1$ между основными гармониками напряжения и тока определяется в основном глубиной регулирования выпрямленного напряжения. С достаточной точностью можно считать, что $\varphi_1 \approx \arccos U_в/U_{в0}$, где $U_в$ – среднее значение выпрямленного напряжения; $U_{в0}$ – выпрямленное напряжение идеального ХХ, определяемое силовой схемой преобразователя.

Коэффициент мощности преобразователя по основной гармонике

$$\lambda = P/S.$$

С учетом того, что $P = 3UI_1 \cos\varphi_1$; $S = 3UI$, получаем

$$\lambda = K_{иск,\,т} \cos\varphi_1, \qquad (11.16)$$

где $K_{иск,\,т} = I_1/I$ – коэффициент искажения тока; $I_1$ – основная гармоника переменного тока преобразователя.

Реактивную мощность на шинах преобразователя со стороны системы переменного тока определяют по уравнениям

$$\left.\begin{aligned} Q_{в,\,п} &= I_в U_в \sin\varphi_1 = I_в \sqrt{U_{в0}^2 - U_в^2}; \\ U_{в0} &= K_{в,\,п,\,и} U_2, \end{aligned}\right\} \qquad (11.17)$$

где $I_в$ – среднее значение выпрямленного тока; $K_{в,п,и}$ – расчетный коэффициент, учитывающий силовую схему преобразователя.

Для трехфазной мостовой схемы $K_{в,п,и} = 3\sqrt{6}/\pi$; $U_2$ – фазное напряжение на входе преобразователя.

Реактивную мощность, потребляемую преобразователем, определяют в основном соотношением между напряжением на стороне переменного тока и средним выпрямленным напряжением (степенью зарегулирования).

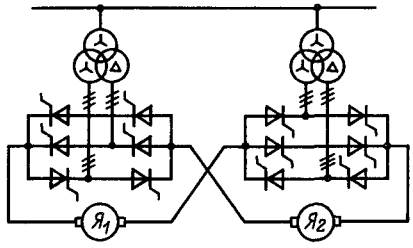



Рис. 11.1. Схема последовательного соединения преобразователей с поочередным управлением

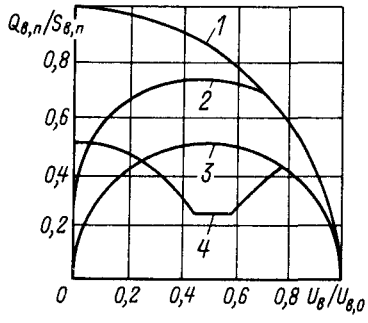



Рис. 11.2. Зависимость относительной реактивной мощности от степени регулирования для различных схем ВП и способов управления:

*1* – трехфазный мостовой преобразователь с симметричным управлением; *2* – симметрично управляемый преобразователь с нулевыми вентилями; *3* – поочередное управление последовательно соединенными преобразователями; *4* – несимметричное управление параллельно соединенными преобразователями

К уменьшению реактивной мощности, потребляемой преобразователем, приводят следующие меры [58]:

1) применение более сложной силовой схемы (включение нулевого вентиля, регулирование напряжения на стороне переменного тока);

2) применение усложненных законов управления (поочередное управление последовательно соединенными преобразователями, несимметричное управление);

3) применение искусственной коммутации (одноступенчатой, двухступенчатой).

Перспективной является схема последовательного соединения мостов с поочередным управлением. Такое исполнение особенно целесообразно для двухъякорных двигателей, включаемых по восьмеричной схеме (рис. 11.1). В результате того что изменение выпрямленного напряжения осуществляют регулированием одного преобразователя, потребление реактивной мощности по сравнению с обычными схемами снижается на 30 – 40%. На рис. 11.2 показана зависимость относительной реактивной мощности от степени регулирования при постоянном выпрямленном токе для различных силовых схем вентильных преобразователей (ВП). Замена ртутных вентилей полупроводниковыми вызвала интерес к схемам с искусственной коммутацией. Основным элементом в устройстве искусственной коммутации может быть батарея конденсаторов, специальный трансформатор, преобразователь частоты. В промышленных установках наиболее удобны конденсаторы. За счет электромагнитной энергии конденсаторов, вводимой в контур коммутации, происходит принудительный сдвиг тока в сторону опережения, и преобразователи могут работать, не потребляя реактивной мощности с $\cos\varphi = 1$ или генерируя ее – в качестве компенсатора.

## 11.4. ИСТОЧНИКИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Для компенсации реактивной мощности, потребляемой электроустановками промышленного предприятия, используют генераторы электростанций и синхронные двигатели, а также дополнительно устанавливаемые компенсирующие устройства – синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов и специальные статические источники реактивной мощности.

Синхронные компенсаторы являются синхронными двигателями облегченной конструкции без нагрузки на валу. Они могут работать в режиме как генерации реактивной мощности (при перевозбуждении компенсатора), так и ее потребления (при недовозбуждении). Изменение генерируемой или потребляемой реактивной мощности компенсатора осуществляют регулированием его возбуждения. В настоящее время отечественная промышленность изготовляет синхронные компенсаторы мощностью от 5 до 160 МВ·А. Достоинствами синхронных компенсаторов как источников реактивной мощности являются: положительный регулирующий эффект, который заключается в том, что при уменьшении напряжения в сети генерируемая мощность компенсатора увеличивается; возможность плавного и автоматиче-

ского регулирования генерируемой реактивной мощности; достаточная термическая и электродинамическая стойкость обмоток компенсаторов во время КЗ; возможность восстановления поврежденных синхронных компенсаторов путем проведения ремонтных работ. К недостаткам синхронных компенсаторов следует отнести удорожание и усложнение эксплуатации (сравнивая, например, с конденсаторными батареями) и значительный шум во время работы. Потери $\Delta P$ активной мощности в синхронных компенсаторах при их полной загрузке довольно значительны и в зависимости от номинальной мощности находятся в пределах от 0,011 до 0,03 кВт/квар (рис. 11.3). Удельная стоимость синхронных компенсаторов и потери активной мощности значительно увеличиваются при уменьшении их номинальной мощности; например, у синхронных компенсаторов мощностью 7,5 Мвар удельная стоимость, включая все расходы на установку, составляет 12,5, а у компенсаторов 75 Мвар для наружной установки 7,5 руб/квар.

При оценке технико-экономических показателей синхронных компенсаторов следует учитывать, что в их комплект входят релейная защита, АРВ, системы пуска и управления, устройства противоаварийной автоматики, а также соответствующие коммутационные аппараты. Наличие на синхронных компенсаторах вращающихся элементов, контактных соединений (реостат, коллектор и контактные кольца) требует затрат на их текущий ремонт и обслуживание. Стоимость этих устройств практически не зависит от номинальной мощности синхронного компенсатора.

Решение о принятии варианта компенсации с применением синхронного компенсатора следует сопоставить с вариантом автоматически регулируемых батарей конденсаторов. В отдельных случаях применение синхронных компенсаторов может оказаться целесообразным на крупных подстанциях районного значения при больших мощностях необходимых компенсирующих устройств.

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронным компенсатором

$$З_{с,к} = K_{1с,к}Q + K_{2с,к}Q^2, \qquad (11.18)$$

где $Q$ – генерируемая реактивная мощность, Мвар; $K_{1с,к} = (k_{сум}C_{уст} + c_х\Delta P_х)/Q_{ном}$ – удельные затраты на 1 Мвар генерируемой мощности, руб/Мвар; $K_{2с,к} = c_к\Delta P_к/Q^2_{ном}$ – удельные затраты на 1 Мвар$^2$ генерируемой мощности, руб/Мвар$^2$; $k_{сум}$ – общие отчисления от капиталовложений, определяемые суммой нормативного коэффициента экономической эффективности $k_{н.э}$, коэффициента амортизационных отчислений $k_а$ и расходов на обслуживание $k_{о.п}$; $C_{уст}$ – стоимость установки компенсатора, руб; $c_х$, $c_к$ – удельная стоимость потерь ХХ и КЗ соответственно, руб/кВт; $\Delta P_х$, $\Delta P_к$ – номинальные потери ХХ и КЗ, кВт; $Q_{ном}$ – номинальная мощность компенсатора, Мвар.

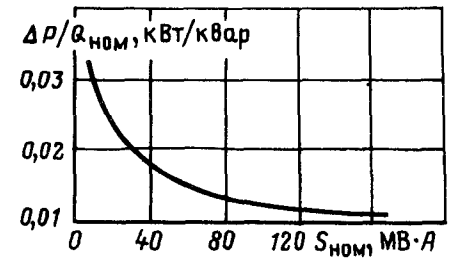



Рис. 11.3. Зависимость потерь активной мощности в синхронных компенсаторах от номинальной мощности

Высокая удельная стоимость синхронных компенсаторов небольших мощностей и большие потери активной мощности в них обусловливают применение синхронных компенсаторов лишь значительных мощностей на крупных подстанциях.

Синхронные двигатели в основном изготовляют с коэффициентом мощности 0,9 при опережающем токе; они являются эффективным средством компенсации реактивной мощности. Наибольший верхний предел возбуждения синхронного двигателя определяется допустимой температурой обмотки ротора с выдержкой, достаточной для форсировки возбуждения при кратковременных снижениях напряжения. Максимальную генерируемую реактивную мощность определяют по выражению

$$Q_{с.д,max} = K_{п.р.м}\frac{P_{ном}\operatorname{tg}\varphi_{ном}}{\eta}, \qquad (11.19)$$

где $P_{ном}$ – номинальная активная мощность двигателя; $K_{п.р.м}$ – коэффициент перегрузки по реактивной мощности.

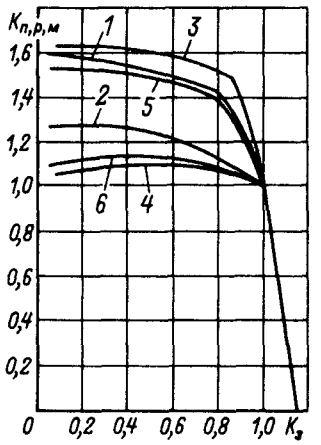



Рис. 11.4. Изменение коэффициента перегрузки по реактивной мощности синхронных двигателей в зависимости от коэффициента загрузки при различных значениях напряжения:

СДН-15-39-6, 1600 кВт: *1* – $U_{отн} = 0{,}95$; *2* – $U_{отн} = 1{,}05$; СДН-20-31-60, 1600 кВт: *3* – $U_{отн} = 0{,}95$; *4* – $U_{отн} = 1{,}1$; СДН-16-104-6, 6300 кВт: *5* – $U_{отн} = 0{,}95$; *6* – $U_{отн} = 1{,}05$

Величина $Q_{с.д.max}$ зависит от загрузки двигателя активной мощностью $K_з$, подводимого напряжения $U$ и технических данных двигателя. На рис. 11.4 и 11.5 представлены зависимости коэффициента перегрузки по реактивной мощности для синхронных двигателей СДН-15-39-6, СДН-20-31-60 и СДН-16-104-6 от коэффициента загрузки $K_з$ и относительного напряжения на зажимах двигателя $U_{отн} = U/U_{ном}$. Из приведенных кривых видно, что напряжение на зажимах двигателя существенно влияет на $K_{п.р.м}$. Например, при коэффициенте загрузки двигателя $K_з = 0{,}7$ отклонение напряжения в пределах $\pm 5\%$ $U_{ном}$ приводит к изменению $Q_{с.д.max}$ до $40-45\%$. Изменение коэффициента загрузки двигателя $K_з$ оказывает особенно большое влияние на величину $Q_{с.д.max}$ в диапазоне $K_з = 0{,}8 \div 1{,}1$. При дальнейшем снижении коэффициента загрузки эффект указанного влияния снижается. Средние значения $K_{п.р.м}$ для двигателей СДН, СТД, СД и СДЗ приведены в табл. 11.3.

Основным критерием для выбора рационального режима возбуждения синхронного двигателя являются дополнительные потери

Таблица 11.3. **Зависимость коэффициента перегрузки по реактивной мощности синхронных двигателей $K_{п.р.м}$ от напряжения и коэффициента загрузки $k_з$**

| Серия, номинальное напряжение и частота вращения двигателя | Относительное напряжение на зажимах двигателя $U_{отн}$ | Коэффициент перегрузки по реактивной мощности $K_{п.р.м}$ при коэффициенте загрузки $k_з$ | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 0,9 | 0,8 | 0,7 |
| СДН, 6 и 10 кВ, для всех частот вращения | 0,95 | 1,31 | 1,39 | 1,45 |
| | 1 | 1,21 | 1,27 | 1,33 |
| | 1,05 | 1,06 | 1,12 | 1,17 |
| СДН, 6 кВ: | | | | |
| 600–1000 об/мин | 1,1 | 0,89 | 0,94 | 0,96 |
| 375–500 об/мин | 1,1 | 0,88 | 0,92 | 0,94 |
| 187–300 об/мин | 1,1 | 0,86 | 0,88 | 0,9 |
| 100–167 об/мин | 1,1 | 0,81 | 0,85 | 0,87 |
| СДН, 10 кВ: | | | | |
| 1000 об/мин | 1,1 | 0,9 | 0,98 | 1 |
| 250–750 об/мин | 1,1 | 0,86 | 0,9 | 0,92 |
| СТД, 6 и 10 кВ, 3000 об/мин | 0,95 | 1,3 | 1,42 | 1,52 |
| | 1 | 1,23 | 1,34 | 1,43 |
| | 1,05 | 1,12 | 1,23 | 1,31 |
| | 1,1 | 0,9 | 1,08 | 1,16 |
| СД и СДЗ 380 В, для всех частот вращения | 0,95 | 1,16 | 1,26 | 1,36 |
| | 1 | 1,15 | 1,24 | 1,32 |
| | 1,05 | 1,1 | 1,18 | 1,25 |
| | 1,1 | 0,9 | 1,06 | 1,15 |

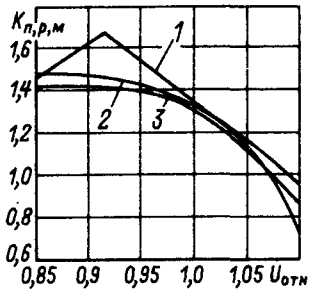



Рис. 11.5. Изменение коэффициента перегрузки по реактивной мощности синхронных двигателей в зависимости от напряжения при коэффициенте загрузки $K_з = 0,7$:

*1* – СДН-20-31-60, 1600 кВт; *2* – СДН-15-39-6, 1600 кВт; *3* – СДН-16-104-6, 6300 кВт

активной мощности на генерацию реактивной мощности

$$\Delta P = K_{1с,д}\frac{Q_{с,д}}{Q_{ном}} + K_{2с,д}\frac{Q^2_{с,д}}{Q^2_{ном}}, \quad (11.20)$$

где $K_{1с,д}$, $K_{2с,д}$ – расчетные величины, зависящие от параметров двигателя, кВт.

Значения $K_{1с,д}$ и $K_{2с,д}$ двигателей СДН, СДН-2, СДНЗ-2, СДКП-2 и СТД приведены в табл. 11.4, 11.5. Для двигателей других типов напряжением 6 кВ и $\cos\varphi = 0,9$ указанные величины $K_{1с,д}$ и $K_{2с,д}$ приближенно определяют по кривым рис. 11.6 и 11.7 в зависимости от $P_{ном}$ и $\eta$.

Потери активной мощности на генерацию реактивной мощности синхронным двигателем существенно зависят от номинальной мощности и частоты вращения двигателя. Например, для двигателей СДН напряжением 6 кВ потери при их номинальной загрузке находятся в пределах от 0,009 до 0,054 кВт/квар (рис. 11.8). Из приведенных кривых видно, что чем ниже значение номи-

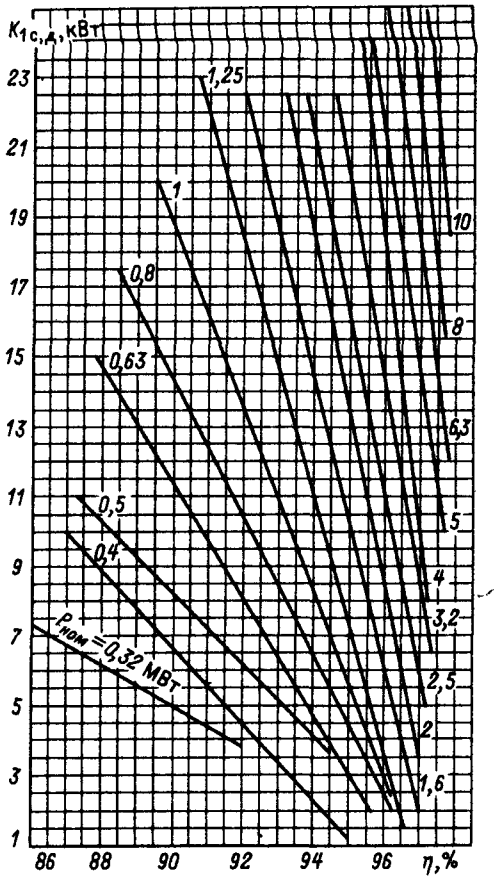



Рис. 11.6. Зависимость $K_{1с,д}$ синхронных двигателей напряжением 6 кВ, с частотой вращения 250–1000 об/мин от $\eta$ и $P_{ном}$

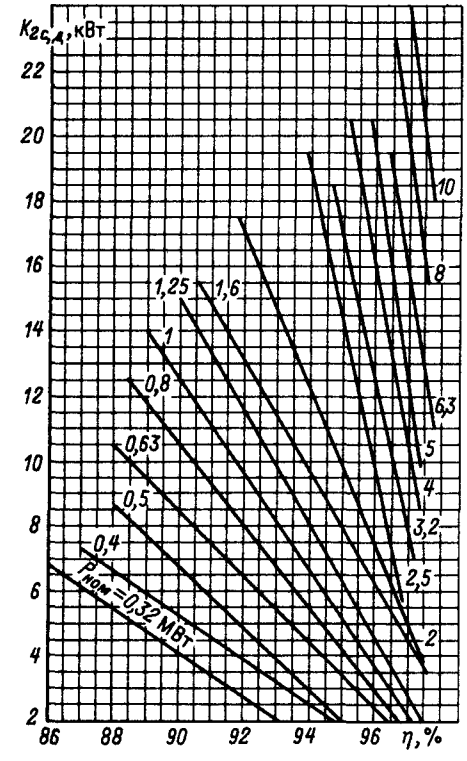



Рис. 11.7. Зависимость $K_{2с,д}$ синхронных двигателей напряжением 6 кВ, с частотой вращения 250–1000 об/мин от $\eta$ и $P_{ном}$

Таблица 11.4. **Технические данные синхронных двигателей СДН, СДН-2, СДНЗ-2 и СДКП-2 напряжением 6 и 10 кв, cos φ = 0,9**

| Тип электродвигателя | Частота вращения, об/мин | $P_{ном}$, кВт | $Q_{ном}$, квар | η, % | $K_{1с,д}$, кВт | $K_{2с,д}$, кВт |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | **6 кВ** | | | |
| СДН-14-49-6 | 1000 | 1000 | 511 | 95,2 | 5,09 | 3,99 |
| СДН-14-59-6 | 1000 | 1250 | 633 | 95,8 | 4,74 | 4,42 |
| СДН-15-39-6 | 1000 | 1600 | 812 | 95,7 | 6,65 | 6,8 |
| СДН-15-49-6 | 1000 | 2000 | 1010 | 95,9 | 8,06 | 7,53 |
| СДН-15-64-6 | 1000 | 2500 | 1260 | 96,4 | 8,13 | 7,74 |
| СДН-15-76-6 | 1000 | 3200 | 1610 | 96,6 | 10,3 | 8,91 |
| СДН-16-69-6 | 1000 | 4000 | 2000 | 96,4 | 14,1 | 11,8 |
| СДН-16-84-6 | 1000 | 5000 | 2500 | 96,8 | 13,8 | 11,5 |
| СДН-16-104-6 | 1000 | 6300 | 3150 | 97,1 | 14,6 | 13,1 |
| СДН-14-46-8 | 750 | 800 | 407 | 94,8 | 4,9 | 4,57 |
| СДН-14-59-8 | 750 | 1000 | 511 | 95,4 | 4,37 | 4,96 |
| СДН-15-39-8 | 750 | 1250 | 637 | 94,8 | 7,73 | 7,29 |
| СДН-15-49-8 | 750 | 1600 | 812 | 95,6 | 7,22 | 7,33 |
| СДН-15-64-8 | 750 | 2000 | 1010 | 96 | 8,08 | 6,98 |
| СДН-16-54-8 | 750 | 2500 | 1265 | 95,8 | 11,2 | 10,2 |
| СДН-16-71-8 | 750 | 3200 | 1615 | 96,4 | 10,1 | 10,5 |
| СДН-16-80-8 | 750 | 4000 | 2010 | 96,7 | 11 | 11,4 |
| СДН-17-59-8 | 750 | 5000 | 2510 | 96,5 | 17,2 | 15,2 |
| СДН-17-76-8 | 750 | 6300 | 3150 | 96,9 | 18,1 | 14,8 |
| СДН-17-94-8 | 750 | 8000 | 3980 | 97,1 | 20,3 | 18,1 |
| СДН-17-119-8 | 750 | 10 000 | 5000 | 97,3 | 23,5 | 21 |
| СДН-14-44-10 | 600 | 630 | 325 | 93,8 | 5,6 | 4,06 |
| СДН-14-56-10 | 600 | 800 | 410 | 94,4 | 5,76 | 4,63 |
| СДН-15-39-10 | 600 | 1000 | 511 | 94,6 | 7,66 | 5,38 |
| СДН-15-49-10 | 600 | 1250 | 637 | 95,1 | 7,54 | 6,56 |
| СДН-15-64-10 | 600 | 1600 | 812 | 95,7 | 7,79 | 6,99 |
| СДН-16-54-10 | 600 | 2000 | 1010 | 95,7 | 10,7 | 8,68 |
| СДН-16-71-10 | 600 | 2500 | 1265 | 96,2 | 10,9 | 8,46 |
| СДН-16-86-10 | 600 | 3200 | 1615 | 96,6 | 11,6 | 10,5 |
| СДН-17-59-10 | 600 | 4000 | 2010 | 96,6 | 12,9 | 12,7 |
| СДН-17-76-10 | 600 | 5000 | 2510 | 96,9 | 14,6 | 11,7 |
| СДН-17-94-10 | 600 | 6300 | 3150 | 97,1 | 17,1 | 14,4 |
| СДН-18-71-10 | 600 | 8000 | 4000 | 96,8 | 22,3 | 20,1 |
| СДН-18-91-10 | 600 | 10 000 | 5000 | 97,2 | 22,7 | 22,1 |
| СДН-14-36-12 | 500 | 400 | 209 | 92 | 3,88 | 2,97 |
| СДН-14-44-12 | 500 | 500 | 257 | 93,6 | 5,05 | 3,63 |
| СДН-15-34-12 | 500 | 630 | 327 | 93,6 | 5,16 | 4,72 |
| СДН-15-39-12 | 500 | 800 | 412 | 94 | 6,48 | 5,54 |
| СДН-15-49-12 | 500 | 1000 | 511 | 94,8 | 6,61 | 5,88 |
| СДН-16-41-12 | 500 | 1250 | 637 | 94,8 | 8,44 | 6,09 |
| СДН-16-51-12 | 500 | 1600 | 816 | 95,3 | 8,63 | 7,61 |
| СДН-16-64-12 | 500 | 2000 | 1020 | 95,7 | 9,22 | 8,29 |
| СДН-17-49-12 | 500 | 2500 | 1265 | 95,7 | 11,5 | 9,36 |
| СДН-17-59-12 | 500 | 3200 | 1615 | 96,2 | 10,2 | 11,7 |
| СДН-17-76-12 | 500 | 4000 | 2010 | 96,5 | 11,3 | 13,2 |
| СДН-18-59-12 | 500 | 5000 | 2520 | 96,4 | 20 | 14,9 |
| СДН-18-71-12 | 500 | 6300 | 3160 | 96,7 | 21 | 16,3 |
| СДН-18-91-12 | 500 | 8000 | 3990 | 97,1 | 18,1 | 18,5 |
| СДН-18-111-12 | 500 | 10 000 | 5000 | 97,4 | 20,6 | 22,5 |
| СДН-15-21-16 | 375 | 320 | 170 | 90 | 4,76 | 4,1 |
| СДН-15-26-16 | 375 | 400 | 211 | 91,4 | 5,31 | 4,27 |
| СДН-15-34-16 | 375 | 500 | 262 | 92,6 | 5,52 | 4,23 |
| СДН-15-41-16 | 375 | 630 | 327 | 93,2 | 6,64 | 4,91 |
| СДН-16-34-16 | 375 | 800 | 415 | 95,6 | 7,07 | 5,25 |
| СДН-16-41-16 | 375 | 1000 | 515 | 94 | 8,3 | 6,55 |
| СДН-16-51-16 | 375 | 1250 | 642 | 94,6 | 8,43 | 7,07 |
| СДН-17-41-16 | 375 | 1600 | 821 | 94,8 | 12,1 | 7,56 |

*Продолжение табл. 11.4*

| Тип электродвигателя | Частота вращения, об/мин | $P_{ном}$, кВт | $Q_{ном}$, квар | η, % | $K_{1с,д}$, кВт | $K_{2с,д}$, кВт |
|---|---|---|---|---|---|---|
| СДН-17-49-16 | 375 | 2000 | 1020 | 95,2 | 11,9 | 10,4 |
| СДН-17-59-16 | 375 | 2500 | 1270 | 95,6 | 12,5 | 11,8 |
| СДН-18-49-16 | 375 | 3200 | 1615 | 95,6 | 17,5 | 12,2 |
| СДН-18-61-16 | 375 | 4000 | 2020 | 96 | 17,6 | 13,4 |
| СДН-15-29-20 | 300 | 320 | 172 | 90 | 4,64 | 4,6 |
| СДН-15-36-20 | 300 | 400 | 211 | 91 | 5,13 | 5,08 |
| СДН-16-26-20 | 300 | 500 | 264 | 91,6 | 5,81 | 5,39 |
| СДН-16-34-20 | 300 | 630 | 330 | 92,6 | 6,68 | 5,46 |
| СДН-16-41-20 | 300 | 800 | 416 | 93,2 | 7,76 | 6 |
| СДН-17-31-20 | 300 | 1000 | 519 | 93,2 | 9,6 | 7,7 |
| СДН-17-39-20 | 300 | 1250 | 646 | 94 | 9,87 | 8,25 |
| СДН-17-46-20 | 300 | 1600 | 821 | 94,6 | 10,8 | 9,15 |
| СДН-18-39-20 | 300 | 2000 | 1020 | 95 | 13,4 | 9,85 |
| СДН-18-49-20 | 300 | 2500 | 1270 | 95,3 | 15,3 | 10,7 |
| СДН-18-61-20 | 300 | 3200 | 1630 | 95,8 | 16,9 | 11,8 |
| СДН-18-74-20 | 300 | 4000 | 2020 | 96,2 | 18,2 | 13 |
| СДН-16-21-24 | 250 | 320 | 172 | 89 | 5,78 | 4,22 |
| СДН-16-26-24 | 250 | 400 | 214 | 90,8 | 5,83 | 4,34 |
| СДН-16-34-24 | 250 | 500 | 264 | 92,2 | 6,14 | 4,58 |
| СДН-16-41-24 | 250 | 630 | 331 | 92,6 | 6,86 | 5,45 |
| СДН-17-31-24 | 250 | 800 | 418 | 93 | 8,5 | 6,3 |
| СДН-17-39-24 | 250 | 1000 | 520 | 93,2 | 10 | 7,19 |
| СДН-17-46-24 | 250 | 1250 | 646 | 94 | 10,3 | 8,21 |
| СДН-18-39-24 | 250 | 1600 | 825 | 93,8 | 14,6 | 10,4 |
| СДН-18-49-24 | 250 | 2000 | 1025 | 94,4 | 16 | 10,4 |
| СДН-18-61-24 | 250 | 2500 | 1270 | 95,1 | 15,9 | 11,7 |
| СДН-19-46-24 | 250 | 3200 | 1630 | 95,3 | 16,7 | 15,4 |
| СДН-19-54-24 | 250 | 4000 | 2030 | 95,6 | 20,8 | 16,3 |
| СДН-17-19-32 | 187 | 320 | 174 | 88,5 | 5,19 | 4,72 |
| СДН-17-21-32 | 187 | 400 | 216 | 89,5 | 5,97 | 5,38 |
| СДН-17-26-32 | 187 | 500 | 266 | 90,8 | 6,57 | 5,29 |
| СДН-17-34-32 | 187 | 630 | 334 | 91,8 | 6,27 | 6,91 |
| СДН-18-26-32 | 187 | 800 | 423 | 92 | 11,1 | 7,29 |
| СДН-18-34-32 | 187 | 1000 | 524 | 92,6 | 11,5 | 8,31 |
| СДН-18-44-32 | 187 | 1250 | 650 | 93,6 | 12,1 | 8,4 |
| СДН-17-21-36 | 167 | 320 | 175 | 88,5 | 6,65 | 4,18 |
| СДН-17-26-36 | 167 | 400 | 216 | 90 | 7,64 | 4,25 |
| СДН-17-31-36 | 167 | 500 | 268 | 91,3 | 8,07 | 4,7 |
| СДН-18-24-36 | 167 | 630 | 336 | 91,1 | 9,73 | 7,14 |
| СДН-18-29-36 | 167 | 800 | 423 | 91,6 | 10,5 | 8,3 |
| СДН-18-36-36 | 167 | 1000 | 523 | 92,8 | 11,3 | 8,31 |
| СДН-18-44-36 | 167 | 1250 | 655 | 93,6 | 11,4 | 9,65 |
| СДН-18-14-40 | 150 | 320 | 181 | 85,5 | 6,26 | 6,93 |
| СДН-18-19-40 | 150 | 400 | 220 | 88,5 | 6,22 | 6,12 |
| СДН-18-24-40 | 150 | 500 | 268 | 90,4 | 6,53 | 5,9 |
| СДН-19-31-60 | 100 | 800 | 430 | 90,4 | 12,9 | 10,3 |
| СДН-19-39-60 | 100 | 1000 | 532 | 91,4 | 15,3 | 10,6 |
| СДН-20-24-60 | 100 | 1250 | 660 | 91,4 | 21 | 11,9 |
| СДН-20-31-60 | 100 | 1600 | 838 | 92,4 | 21,5 | 12,1 |
| СДН-20-39-60 | 100 | 2000 | 1040 | 93,4 | 20,7 | 13,9 |
| СДН-20-49-60 | 100 | 2500 | 1290 | 94 | 19,6 | 19,2 |
| СДН-2-16-31-6 | 1000 | 800 | 408 | 95 | 3,83 | 3,57 |
| СДН-2-16-36-6 | 1000 | 1000 | 507 | 95,5 | 3,94 | 4,38 |
| СДН-2-16-49-6 | 1000 | 1250 | 631 | 95,9 | 3,45 | 4,6 |
| СДН-2-16-59-6 | 1000 | 1600 | 806 | 96,2 | 4,81 | 5,41 |
| СДН-2-16-74-6 | 1000 | 2000 | 1003 | 96,6 | 4,91 | 5,64 |
| СДН-2-16-31-8 | 750 | 630 | 324 | 94,3 | 3,7 | 3,72 |
| СДН-2-16-36-8 | 750 | 800 | 408 | 94,9 | 3,7 | 4,21 |
| СДН-2-16-46-8 | 750 | 1000 | 508 | 95,4 | 3,96 | 4,22 |
| СДН-2-16-59-8 | 750 | 1250 | 633 | 95,7 | 5,46 | 4,58 |

*Продолжение табл. 11.4*

| Тип электродвигателя | Частота вращения, об/мин | $P_{ном}$, кВт | $Q_{ном}$, квар | η, % | $K_{1с,д}$, кВт | $K_{2с,д}$, кВт |
|---|---|---|---|---|---|---|
| СДН-2-17-44-8 | 750 | 1600 | 808 | 95,9 | 5,96 | 5,81 |
| СДН-2-17-56-8 | 750 | 2000 | 1007 | 96,2 | 6,67 | 5,88 |
| СДН-2-16-56-10 | 600 | 1000 | 509 | 95,1 | 5,69 | 4,79 |
| СДНЗ-2-19-49-12 | 500 | 3150 | 1584 | 96,3 | 10,92 | 10,09 |
| СДНЗ-2-19-39-16 | 375 | 1600 | 813 | 95,4 | 8,46 | 6,22 |
| СДНЗ-2-21-56-20 | 300 | 6300 | 3150 | 96,9 | 19,43 | 17,38 |
| СДНЗ-2-20-49-20 | 300 | 3200 | 1616 | 95,9 | 14,02 | 12,21 |
| СДНЗ-2-19-31-20 | 300 | 1250 | 645 | 93,8 | 10,43 | 7,45 |
| СДНЗ-2-19-39-24 | 250 | 1250 | 640 | 94,6 | 8,15 | 6,25 |
| СДНЗ-2-18-34-24 | 250 | 500 | 260 | 93 | 4,77 | 3,12 |
| СДКП-2-20-49-16 | 375 | 4000 | 2011 | 96,4 | 13,41 | 14,46 |
| СДКП-2-18-34-16 | 375 | 1000 | 512 | 94,6 | 6,73 | 4,92 |
| СДКП-2-18-26-16 | 375 | 800 | 412 | 94 | 6,84 | 5,16 |
| СДКП-2-21-46-24 | 300 | 5000 | 2513 | 96,4 | 18,82 | 16,07 |
| СДКП-2-21-46-20 | 300 | 5000 | 2517 | 96,2 | 19,68 | 18,85 |
| СДКП-2-20-39-20 | 300 | 2500 | 1267 | 95,6 | 13,05 | 10,82 |
| СДКП-2-21-56-24 | 250 | 5000 | 2511 | 96,4 | 17,73 | 16,68 |
| | | **10 кВ** | | | | |
| СДН-15-39-6 | 1000 | 1250 | 645 | 94,4 | 6,77 | 6,98 |
| СДН-15-49-6 | 1000 | 1600 | 817 | 95 | 7,58 | 7,56 |
| СДН-15-64-6 | 1000 | 2000 | 1010 | 95,6 | 8,39 | 7,2 |
| СДН-15-76-6 | 1000 | 2500 | 1265 | 96 | 9,2 | 8,93 |
| СДН-16-69-6 | 1000 | 3200 | 1620 | 95,9 | 11,3 | 11 |
| СДН-16-84-6 | 1000 | 4000 | 2010 | 96,3 | 10,6 | 11,8 |
| СДН-16-104-6 | 1000 | 5000 | 2510 | 96,6 | 13,1 | 11 |
| СДН-16-39-8 | 750 | 1250 | 640 | 93,8 | 7,2 | 6,48 |
| СДН-16-44-8 | 750 | 1600 | 815 | 94,4 | 8,3 | 8,12 |
| СДН-16-54-8 | 750 | 2000 | 1020 | 95 | 9,48 | 9,83 |
| СДН-16-71-8 | 750 | 2500 | 1265 | 95,7 | 8,81 | 8,23 |
| СДН-16-86-8 | 750 | 3200 | 1615 | 96,2 | 12,2 | 12,3 |
| СДН-17-59-8 | 750 | 4000 | 2010 | 96 | 14,2 | 13 |
| СДН-17-76-8 | 750 | 5000 | 2510 | 96,3 | 15 | 12,8 |
| СДН-17-94-8 | 750 | 6300 | 3160 | 96,7 | 16,5 | 15,3 |
| СДН-16-44-10 | 600 | 1250 | 637 | 93,8 | 8,6 | 6,05 |
| СДН-16-54-10 | 600 | 1600 | 820 | 94,6 | 9,43 | 8,24 |
| СДН-16-71-10 | 600 | 2000 | 1015 | 95,3 | 9,64 | 7,5 |
| СДН-16-86-10 | 600 | 2500 | 1265 | 95,8 | 10,1 | 10,2 |
| СДН-17-59-10 | 600 | 3200 | 1620 | 95,8 | 10,3 | 13,6 |
| СДН-17-76-10 | 600 | 4000 | 2010 | 96,3 | 11,3 | 13,6 |
| СДН-17-94-10 | 600 | 5000 | 2510 | 96,6 | 14,1 | 13,7 |
| СДН-18-71-10 | 600 | 6300 | 3170 | 96,4 | 17,6 | 18,7 |
| СДН-17-34-12 | 500 | 1250 | 642 | 92,8 | 9,08 | 8,53 |
| СДН-17-41-12 | 500 | 1600 | 820 | 93,6 | 9,51 | 11 |
| СДН-17-49-12 | 500 | 2000 | 1020 | 94,6 | 10 | 9,36 |
| СДН-17-59-12 | 500 | 2500 | 1275 | 95,2 | 8,49 | 10,2 |
| СДН-17-76-12 | 500 | 3200 | 1620 | 95,9 | 9,72 | 11,2 |
| СДН-18-59-12 | 500 | 4000 | 2039 | 95,6 | 16,4 | 15,4 |
| СДН-18-71-12 | 500 | 5000 | 2520 | 96,2 | 16,5 | 16,4 |
| СДН-18-91-12 | 500 | 6300 | 3160 | 96,5 | 14,2 | 16,4 |
| СДН-18-111-12 | 500 | 8000 | 4000 | 96,9 | 16,9 | 22,1 |
| СДН-17-41-16 | 375 | 1250 | 642 | 93,6 | 10 | 7,79 |
| СДН-17-49-16 | 375 | 1600 | 825 | 94,2 | 10,3 | 10,4 |
| СДН-17-59-16 | 375 | 2000 | 1020 | 94,8 | 10,4 | 12 |
| СДН-18-49-16 | 375 | 2500 | 1280 | 94,8 | 13,2 | 13,1 |
| СДН-18-61-16 | 375 | 3200 | 1625 | 95,1 | 14,7 | 14,7 |
| СДН-18-74-16 | 375 | 4000 | 2020 | 95,4 | 18,5 | 13,8 |
| СДН-18-31-20 | 300 | 1250 | 645 | 93,4 | 9,71 | 8,07 |
| СДН-18-39-20 | 300 | 1600 | 826 | 93,8 | 10,5 | 11,9 |

*Продолжение табл. 11.4*

| Тип электродвигателя | Частота вращения, об/мин | $P_{ном}$, кВт | $Q_{ном}$, квар | η, % | $K_{1с,д}$, кВт | $K_{2с,д}$, кВт |
|---|---|---|---|---|---|---|
| СДН-18-49-20 | 300 | 2000 | 1025 | 94,4 | 13 | 12,3 |
| СДН-18-61-20 | 300 | 2500 | 1275 | 95,2 | 12,3 | 13,2 |
| СДН-18-74-20 | 300 | 3200 | 1620 | 95,5 | 14 | 15,1 |
| СДН-18-39-24 | 250 | 1250 | 650 | 93,2 | 9,96 | 8,83 |
| СДН-18-49-24 | 250 | 1600 | 825 | 93,8 | 11,1 | 9,51 |
| СДН-18-61-24 | 250 | 2000 | 1025 | 94,4 | 12,5 | 8,53 |
| СДН-19-46-24 | 250 | 2500 | 1280 | 94,6 | 13,7 | 13,3 |
| СДН-19-54-24 | 250 | 3200 | 1635 | 95 | 18,2 | 14,4 |

Таблица 11.5. **Технические данные синхронных двигателей СТД**

| $U_{ном}$, кВ | $P_{ном}$, кВт | $Q_{ном}$, квар | η, % | $K_{1с,д}$, кВт | $K_{2с,д}$, кВт |
|---|---|---|---|---|---|
| 6 | 630 | 320 | 96,17 | 2,02 | 3,25 |
| | 800 | 408 | 96,33 | 2,59 | 3,95 |
| | 1000 | 505 | 96,52 | 3 | 4,49 |
| | 1250 | 630 | 96,85 | 3,67 | 4,07 |
| | 1600 | 705 | 96,99 | 4,56 | 4,85 |
| | 2000 | 1000 | 96,96 | 4,89 | 6,72 |
| | 2500 | 1250 | 97,43 | 6,49 | 6,39 |
| | 3200 | 1600 | 97,61 | 7,23 | 8,12 |
| | 4000 | 2000 | 97,57 | 7,9 | 11,4 |
| | 5000 | 2500 | 97,63 | 9,07 | 13,6 |
| | 6300 | 3150 | 97,83 | 9,04 | 13 |
| | 8000 | 4000 | 97,93 | 10,4 | 17 |
| | 10 000 | 5000 | 97,95 | 14,2 | 19,5 |
| | 12 500 | 6200 | 97,945 | 17 | 24,4 |
| 10 | 630 | 320 | 95,53 | 2,07 | 3,44 |
| | 800 | 408 | 95,58 | 2,47 | 4,46 |
| | 1000 | 505 | 95,79 | 3,21 | 3,03 |
| | 1250 | 630 | 96,15 | 3,6 | 4,92 |
| | 1600 | 705 | 96,31 | 4,25 | 6,24 |
| | 2000 | 1000 | 96,48 | 4,8 | 7,56 |
| | 2500 | 1250 | 97 | 5,8 | 7,96 |
| | 3200 | 1600 | 97,08 | 7,16 | 10,1 |
| | 4000 | 2000 | 97,19 | 8,34 | 12,6 |
| | 5000 | 2500 | 97,84 | 8,95 | 15 |
| | 6300 | 3150 | 97,49 | 8,98 | 16,3 |
| | 8000 | 4000 | 97,64 | 10,4 | 19,4 |
| | 10 000 | 5000 | 97,8 | 11,9 | 21,4 |
| | 12 500 | 6200 | 97,79 | 16,7 | 27,4 |

Примечание. Для всех электродвигателей частота вращения $n_{ном} = 3000$ об/мин; $\cos\varphi = 0{,}9$.

нальной мощности и частоты вращения синхронного двигателя, тем значительно выше потери в двигателе на генерацию реактивной мощности.

Конденсаторы – специальные емкости, предназначенные для выработки реактивной мощности. По своему действию они эквивалентны перевозбужденному синхронному компенсатору и могут работать лишь как генераторы реактивной мощности. Конденсаторы изготовляют на номинальные напряжения 660 В и ниже, мощностью 12,5 – 50 квар в трех- и однофазном исполнениях, а на 1050 В и выше мощностью 25 – 100 квар – в однофазном исполнении. Из таких элементов собирают батареи конденсаторов требуемой мощности. Схема батареи конденсаторов определяется техническими данными конденсаторов и режимом работы в системе электроснабжения.

В настоящее время в СССР выпускаются комплектные конденсаторные установки, регулируемые на напряжение 380 В мощностью 150 – 750 квар (одна – пять секций по 150 квар) и нерегулируемые на напряжение 6 – 10 кВ мощностью 300 – 1125 квар с шагом 150 квар.

Конденсаторы по сравнению с другими источниками реактивной мощности обла-

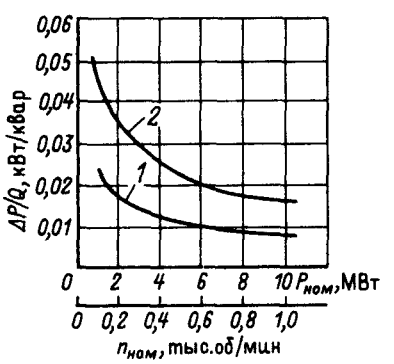



Рис. 11.8. Зависимость потерь активной мощности в синхронных двигателях серии СДН на генерацию реактивной мощности от номинальной активной мощности $P_{ном}$ и частоты вращения $n_{ном}$:

*1* – $\Delta P/Q = f(P_{ном})$, $n_{ном} = 0{,}5$ тыс. об/мин; *2* – $\Delta P/Q = f(n_{ном})$, $P_{ном} = 1$ МВт

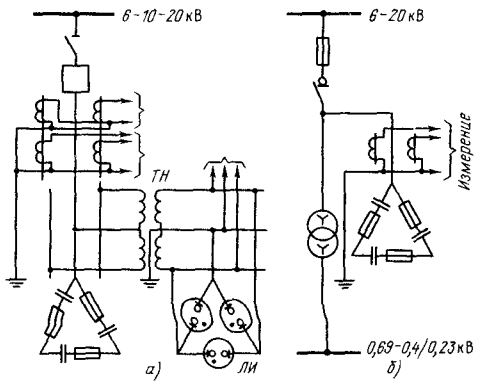



Рис. 11.9. Схема включения батарей конденсаторов:

*а* – с отдельным выключателем; *б* – с выключателем нагрузки; *ТН* – трансформатор напряжения, используемый в качестве разрядного сопротивления для батареи конденсаторов; *ЛИ* – сигнальные индикаторные лампы

дают малыми потерями активной мощности (0,0025 – 0,005 кВт/квар), простотой эксплуатации (ввиду отсутствия вращающихся и трущихся частей), простотой производства монтажных работ (малой массой, отсутствием фундаментов), возможностью использования для установки конденсаторов любого сухого помещения. К недостаткам конденсаторов относят зависимость генерируемой реактивной мощности от напряжения

$$Q = (U_{\text{отн}}/U_{\text{б, к, отн}})^2 Q_{\text{ном}},$$

где $U_{\text{отн}}$ – относительное напряжение сети в месте присоединения; $U_{\text{б, к, отн}}$ – отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети; чувствительность к искажениям питающего напряжения; недостаточную прочность, особенно при КЗ и перенапряжениях.

Затраты на генерацию реактивной мощности батареей конденсаторов, руб.,

$$З_{\text{б, к}} = K_{1\text{б, к}} Q + K_{0\text{б, к}} \qquad (11.21)$$

где $Q$ – генерируемая реактивная мощность, Мвар; $K_{1\text{б, к}} = k_{\text{сум}} c_{\text{б, к}} \left( \frac{U_{\text{отн}}}{U_{\text{б, к, отн}}} \right)^2 + c_0 \Delta P_{\text{б, к}}$ – удельные затраты на 1 Мвар генерируемой мощности, руб/Мвар; $K_{\text{об, к}} = k_{\text{сум}} C_{\text{в, у}} + k_{\text{р}} C_{\text{р}}$ – постоянная составляющая затрат, не зависящая от генерируемой мощности, руб.; $c_{\text{б, к}}$ – удельная стоимость батареи конденсаторов, руб/Мвар; $c_0$ – удельная стоимость потерь, руб/кВт; $\Delta P_{\text{б, к}}$ – удельные потери в конденсаторах, кВт/Мвар; $C_{\text{в, у}}$, $C_{\text{р}}$ – стоимость вводного и регулирующего устройств, руб.

Установки конденсаторов бывают индивидуальные, групповые и централизованные. Индивидуальные установки применяют чаще всего на напряжениях до 660 В. В этих случаях конденсаторы присоединяют наглухо к зажимам приемника. Такой вид установки компенсирующих устройств обладает существенным недостатком – плохим использованием конденсаторов, так как с отключением приемника отключается и компенсирующая установка. При групповой установке конденсаторы присоединяют к распределительным пунктам сети. При этом использование установленной мощности конденсаторов несколько увеличивается. При централизованной установке батареи конденсаторов присоединяют на стороне высшего напряжения трансформаторной подстанции промышленного предприятия. Использование установленной мощности конденсаторов в этом случае получается наиболее высоким.

Во избежание существенного возрастания затрат на отключающую, измерительную и другую аппаратуру не рекомендуется установка батарей конденсаторов 3 – 10 кВ мощностью менее 400 квар при присоединении конденсаторов с помощью отдельного выключателя (рис. 11.9, *а*) и менее 100 квар

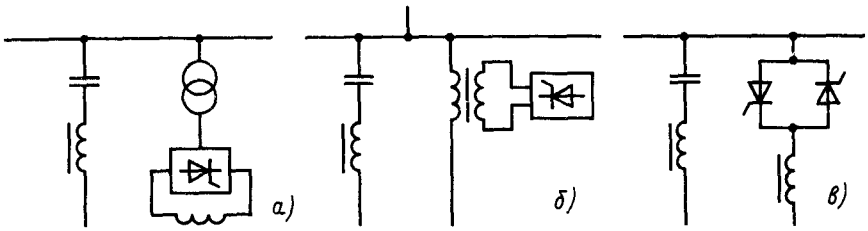



Рис. 11.10. Принципиальные схемы статических компенсирующих устройств

при присоединении конденсаторов через общий выключатель с силовым трансформатором, асинхронным двигателем и другими приемниками (рис. 11.9, *б*). При отключении конденсаторов необходимо, чтобы запасенная в них энергия разряжалась автоматически на постоянно включенное активное сопротивление (например, трансформатор напряжения). Значение сопротивления должно быть таким, чтобы при отключении конденсаторов не возникало перенапряжение на их зажимах.

Появление мощных приемников с резкопеременной нагрузкой (главные приводы непрерывных и обжимных прокатных станов, дуговые сталеплавильные печи и т. п.) привело к необходимости создания принципиально новых источников реактивной мощности – статических компенсирующих устройств. Набросы реактивной мощности, сопровождающие работу этих приемников, вызывают значительные колебания питающего напряжения. Кроме того, эти приемники, будучи, как правило, нелинейными элементами в системе электроснабжения, вызывают дополнительные искажения формы токов и напряжений. Поэтому к компенсирующим устройствам предъявляют такие требования, как высокое быстродействие изменения реактивной мощности, достаточный диапазон регулирования реактивной мощности, возможность регулирования и потребления реактивной мощности, минимальные искажения питающего напряжения. Основными элементами статических компенсирующих устройств являются конденсатор и дроссель – накопители электромагнитной энергии и вентили (тиристоры), обеспечивающие ее быстрое преобразование. На рис. 11.10 приведены некоторые варианты статических компенсирующих устройств, они содержат фильтры высших гармоник (генерирующая часть) и регулируемый дроссель в различных исполнениях. В настоящее время известно большое количество вариантов схем, которые разделяют на три группы:

1) мостовые источники реактивной мощности с индуктивным накопителем на стороне постоянного тока (рис. 11.10, *а*);

2) реакторы насыщения с нелинейной вольт-амперной характеристикой (рис. 11.10, *б*);

3) реакторы с линейной вольт-амперной характеристикой и последовательно включенными встречно-параллельными управляемыми вентилями (рис. 11.10, *в*).

Основные достоинства этих устройств – высокое быстродействие, надежность работы и малые потери активной мощности. Недостатком является необходимость установки дополнительного регулируемого дросселя.

## 11.5. ВЫБОР ТИПА, МОЩНОСТИ И МЕСТА УСТАНОВКИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Система промышленного электроснабжения представляет собой единое целое, и от правильного выбора средств компенсации, размещения источников реактивной мощности в сети, расчета их мощности зависит эффективность использования энергетических ресурсов и электрооборудования. Экономически целесообразным вариантом компенсации реактивной мощности является вариант, обеспечивающий минимум приведенных годовых затрат (11.1), включающих затраты на источники реактивной мощности и затраты, обусловленные производством и распределением реактивной мощности. На управляемые переменные функции затрат (11.1) накладывают режимные и технические ограничения:

1) по условию баланса реактивной мощности

$$Q_{\text{сум}} - Q_{\text{н. сум}} - \Delta Q_{\text{сум}} + Q_{\text{э1}} = 0, \quad (11.22)$$

где $Q_{\text{сум}}$ – суммарная мощность источников реактивной мощности; $Q_{\text{н. сум}}$, $\Delta Q_{\text{сум}}$ – суммарная нагрузка и потери реактивной мощности;

2) по допустимому режиму работы источников реактивной мощности

$$Q_{min} \leqslant Q \leqslant Q_{max}; \quad (11.23)$$

3) токовая нагрузка всех элементов системы не должна превышать допустимой

$$I \leqslant I_{max}; \quad (11.24)$$

4) напряжение на зажимах приемников электроэнергии

$$U_{min} \leqslant U \leqslant U_{max}. \quad (11.25)$$

Минимум функции затрат (11.1) определяют с помощью метода динамического программирования. Решение задачи оптимальной компенсации реактивной мощности в этом случае разбивают на этапы так, чтобы для каждого этапа соблюдались ограничения (11.23) – (11.25). На первом этапе рассматривают сеть, содержащую один установленный (или предполагаемый к установке) источник реактивной мощности, на втором этапе – два и т. д. Под состоянием управляемой системы понимают суммарное значение генерируемой реактивной мощно-

сти рассматриваемых на $k$-м этапе источников реактивной мощности – $Q_{к,\,сум}$. Состояние системы в конце $k$-го этапа зависит только от предшествующего состояния системы $Q_{k\text{-}1,\,сум}$ и управляющей переменной $Q_k$. Это свойство получило название отсутствия последействия. В указанной постановке задачи выполняется условие аддитивности функции затрат, т. е. $З = \sum_{k=1}^{n} З_k(Q_{k\text{-}1,\,сум},\ Q_k)$, где $n$ – последний этап решения задачи. Решение состоит из прямого и обратного хода вычислений [60]. Для прямого хода функциональное уравнение динамического программирования представляют в следующем виде:

$$З_{1\,опт}(Q_{1\,сум}) = З_1(Q_1);$$
$$З_{к,\,опт}(Q_{к,\,сум}) = \min\{З_k(Q_k) + З_{k\text{-}1,\,опт}(Q_{k,\,сум} - Q_k)\}, \quad (11.26)$$
$$k = 2,\ 3,\ \ldots,\ n,$$

где $З_{k,\,опт}$ – оптимальная функция затрат на $k$-м этапе; $З_k$ – затраты на $k$-й источник реактивной мощности.

В результате последовательного решения $n$ частных задач определяют две последовательности функции: $З_{k,\,опт}(Q_{k,\,сум})$ – оптимальные затраты на $k = 1,\ 2,\ \ldots,\ n$ этапе и соответствующие им $Q_{k,\,опт}(Q_{k,\,сум})$ – оптимальные управления. Зависимость $З_k$ в общем виде можно представить в виде многочлена второй степени, руб.,

$$З_k = K_0 + K_1Q_k + K_2Q_k^2, \quad (11.27)$$

где $K_0$ – постоянная составляющая затрат, руб.; $K_1$ – удельные затраты на 1 Мвар генерируемой мощности, руб/Мвар; $K_2$ – удельные затраты на 1 Мвар$^2$ генерируемой мощности, руб/Мвар$^2$. Функциональное уравнение (11.26) для первого этапа с учетом потерь в питающей линии (рис. 11.11) находят из выражения

$$З_{1\,опт} = K_{0,1} + K_{1,1}Q_1 + K_{2,1}Q_1^2, \quad (11.28)$$

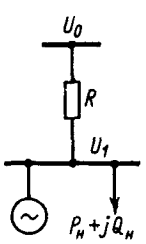



Рис. 11.11. Расчетная схема

где

$$K_{0,1} = K_0 + K_{п}Q_{н}^2;\ K_{1,1} = K_1 - 2K_{п}Q_{н};$$
$$K_{2,1} = K_2 + K_{п};\ K_{п} = 10^3c_0R/U_{ном}^2.$$

Для второго этапа функциональное уравнение представляют следующим образом:

$$З_{2\,опт} = \min\{K_0 + K_1Q_2 + K_2Q_2^2 + K_{0,1} + K_{1,1}Q_1 + K_{2,1}Q_1^2\}; \quad (11.29)$$
$$Q_{1\,min} \leqslant Q_1 \leqslant Q_{1\,max};$$
$$Q_{2\,min} \leqslant Q_2 \leqslant Q_{2\,max}.$$

Оптимальные затраты $З_{2опт}$ на интервале существования безусловного минимума определяют по формулам

$$З_{2\,опт} = K_{0экв} + K_{1экв}Q_{2сум} + K_{2экв}Q_{2сум}^2, \quad (11.30)$$

где

$$K_{2экв} = K_{2,1}K_2/(K_{2,1} + K_2);$$
$$K_{1экв} = K_{2экв}(K_{1,1}/K_{2,1} + K_1/K_2);$$
$$K_{0экв} = -(K_1 - K_{1,1})^2/[4(K_{2,1} + K_2)] + K_{0,1} + K_0;$$
$$Q_{2сум} = Q_{1опт} + Q_{2опт}.$$

Оптимальное управление $Q_{2опт}(Q_{2сум})$ вычисляют по формуле

$$Q_{2опт} = \frac{K_{2,1}}{K_{2,1} + K_2}Q_{2сум} + \frac{K_{1,1} - K_1}{2(K_{2,1} + K_2)}. \quad (11.31)$$

Область существования безусловного минимума функции затрат (11.29) определяют пересечением интервала

$$[Q_{2сум\,1min},\ Q_{2сум\,1max}] = \{Q_{2сум1} : Q_{2сум1} \in Q_{2сум},\ Q_{2сум\,1min} \leqslant Q_{2сум1} \leqslant Q_{2сум\,1max}\}, \quad (11.32)$$

где

$$Q_{2сум\,1min} = \left(\frac{K_{2,1}}{K_2} + 1\right)Q_{1min} + \frac{K_{1,1} - K_1}{2K_2};$$
$$Q_{2сум\,1max} = \left(\frac{K_{2,1}}{K_2} + 1\right)Q_{1max} + \frac{K_{1,1} - K_1}{2K_2}$$

– граничные значения области допустимых значений $Q_{2сум}$, обусловленные ограничением $Q_{1min} \leqslant Q_1 \leqslant Q_{1max}$, и интервала

$$[Q_{2сум\,2min},\ Q_{2сум\,2max}] = \{Q_{2сум2} : Q_{2сум2} \in Q_{2сум},\ Q_{2сум\,2min} \leqslant Q_{2сум2} \leqslant Q_{2сум\,2max}\}, \quad (11.33)$$

Таблица 11.6. **Функции оптимальных затрат и управления на интервалах существования условного минимума** $З_{2\,опт}$

| Интервал условного минимума | Функция оптимальных затрат | Функции управления |
|---|---|---|
| $Q_{2\,сум\,2\,min} \leqslant Q_{2\,сум} < Q_{2\,сум\,1\,min}$ (рис. 11.12 *а, в*) | $З_{2\,опт} = K_{0\,экв} + K_{1\,экв} Q_{2\,сум} + K_{2\,экв} Q^2_{2\,сум}$, где $K_{2\,экв} = K_2$; $K_{1\,экв} = K_1 - 2K_2 Q_{1\,min}$; $K_{0\,экв} = (K_2 + K_{2,1}) Q^2_{1\,min} + (K_{1,1} - K_1) Q_{1\,min} + K_{0,1} + K_0$ | $Q_{1\,опт} = Q_{1\,min}$; $Q_{2\,опт} = Q_{2\,сум} - Q_{1\,min}$ |
| $Q_{2\,сум\,2\,max} < Q_{2\,сум} \leqslant Q_{2\,сум\,1\,max}$ (рис. 11.12 *а, г*) | $З_{2\,опт} = K_{0\,экв} + K_{1\,экв} Q_{2\,сум} + K_{2\,экв} Q^2_{2\,сум}$, где $K_{2\,экв} = K_{2,1}$; $K_{1\,экв} = K_{1,1} - 2K_{2,1} Q_{2\,max}$; $K_{0\,экв} = (K_2 + K_{2,1}) Q^2_{2\,max} + (K_1 - K_{1,1}) Q_{2\,max} + K_{0,1} + K_0$ | $Q_{1\,опт} = Q_{2\,сум} - Q_{2\,max}$; $Q_{2\,опт} = Q_{2\,max}$ |
| $Q_{2\,сум\,1\,min} \leqslant Q_{2\,сум} < Q_{2\,сум\,2\,min}$ (рис. 11.12 *б, г*) | $З_{2\,опт} = K_{0\,экв} + K_{1\,экв} Q_{2\,сум} + K_{2\,экв} Q^2_{2\,сум}$, где $K_{2\,экв} = K_{2,1}$; $K_{1\,экв} = K_{1,1} - 2K_{2,1} Q_{2\,min}$; $K_{0\,экв} = (K_2 + K_{2,1}) Q^2_{2\,min} + (K_1 - K_{1,1}) Q_{2\,min} + K_{0,1} + K_0$ | $Q_{1\,опт} = Q_{2\,сум} - Q_{2\,min}$; $Q_{2\,опт} = Q_{2\,min}$ |
| $Q_{2\,сум\,1\,max} < Q_{2\,сум} \leqslant Q_{2\,сум\,2\,max}$ (рис. 11.12 *б, в*) | $З_{2\,опт} = K_{0\,экв} + K_{1\,экв} Q_{2\,сум} + K_{2\,экв} Q^2_{2\,сум}$, где $K_{2\,экв} = K_2$; $K_{1\,экв} = K_1 - 2K_2 Q_{1\,max}$; $K_{0\,экв} = (K_2 + K_{2,1}) Q^2_{1\,max} + (K_{1,1} - K_1) Q_{1\,max} + K_{0,1} + K_0$ | $Q_{1\,опт} = Q_{1\,max}$; $Q_{2\,опт} = Q_{2\,сум} - Q_{1\,max}$ |

где

$$Q_{2\,сум\,2\,min} = \left(\frac{K_2}{K_{2,1}} + 1\right) Q_{2\,min} - \frac{K_{1,1} - K_1}{2K_{2,1}};$$

$$Q_{2\,сум\,2\,max} = \left(\frac{K_2}{K_{2,1}} + 1\right) Q_{2\,max} - \frac{K_{1,1} - K_1}{2K_{2,1}}$$

– граничные значения области допустимых значений $Q_{2\,сум}$, обусловленные ограничением $Q_{2\,min} \leqslant Q_2 \leqslant Q_{2\,max}$.

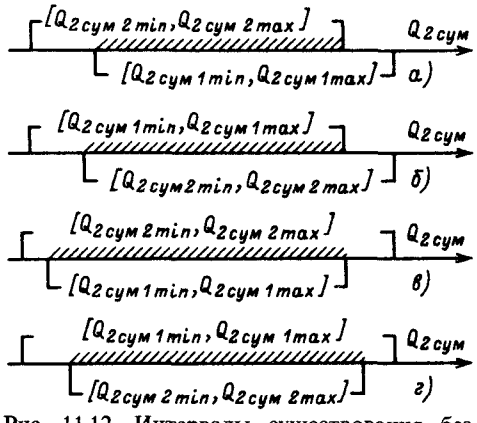



Рис. 11.12. Интервалы существования безусловного и условного минимума функции $З_{2\,опт}$

На рис. 11.12 приведены возможные варианты пересечений интервала (11.32) и (11.33). Функции оптимальных затрат и управления на интервалах существования условного минимума (оптимальная мощность одного источника имеет граничное значение) рассчитывают по данным табл. 11.6. Оптимальная функция затрат на втором этапе представляет собой кусочно-непрерывную функцию, состоящую из трех кусков многочленов второй степени (рис. 11.12), и определена на интервале $[Q_{2\,сум,\,min}, Q_{2\,сум,\,max}]$, где $Q_{2\,сум,\,min} = Q_{1\,min} + Q_{2\,min}$; $Q_{2\,сум,\,max} = Q_{1\,max} + Q_{2\,max}$.

**Пример 11.2.** На рис. 11.13, *а* представлена расчетная схема для одной секции РП, на которой указаны реактивная нагрузка, Мвар, и сопротивление участка сети, приведенное к напряжению 6 кВ. Для БК 380 В $K_0 = 0$; $K_1 = 3000$ руб/Мвар; $Q_{1\,min} = 0$ и $Q_{1\,max} = 0{,}45$ Мвар. Синхронный двигатель имеет следующие технические данные: $P_{ном} = 2000$ кВт; $n = 300$ об/мин; $Q_{2\,min} = 0$; $Q_{2\,max} = 1{,}34$ Мвар; $K_1 = 788$ руб/Мвар и $K_2 = 568$ руб/Мвар$^2$. Требуется определить функции оптимальных затрат и управления.

На первом этапе, приняв $c_0 = 60$ руб/кВт, определим $K_{0,1}$, $K_{1,1}$ и $K_{2,1}$ функции $З_{1\,опт}$ (11.28)

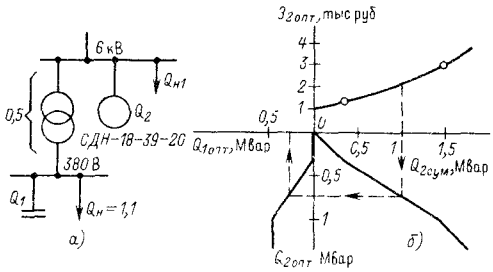



Рис. 11.13. Выбор мощности источников к примеру 11.2:

*а* – расчетная схема; *б* – функции оптимальных затрат и управления

$$K_{0,1} = (10^3 \cdot 60 \cdot 0{,}5/6^2) \cdot 1.1^2 \approx 1008 \text{ руб.};$$

$$K_{1,1} = 3000 - 2 \cdot 833 \cdot 1{,}1 \approx 1167 \text{ руб/Мвар};$$

$$K_{2,1} = 833 \text{ руб/Мвар}^2.$$

На втором этапе определим область существования безусловного минимума $З_{2опт}$ (11.29). По (11.32) и (11.33) вычислим

$$Q_{2сум\,1min} = \frac{1167-788}{2 \cdot 568} \approx 0{,}33 \text{ Мвар};$$

$$Q_{2сум\,1max} = \left(\frac{833}{568} + 1\right) \cdot 0{,}45 + 0{,}33 \approx 1{,}44 \text{ Мвар};$$

$$Q_{2сум\,2min} = -\frac{1167-788}{2 \cdot 833} \approx -0{,}23 \text{ Мвар};$$

$$Q_{2сум\,2max} = \left(\frac{568}{833} + 1\right) \cdot 1{,}34 - (-0{,}23) \approx 2{,}48 \text{ Мвар}.$$

Область безусловного минимума $З_{2опт}$ определяют пересечением интервалов (11.32) и (11.33); она соответствует интервалу $Q_{2сум}$, приведенному на рис. 11.12, *в*. Функции $З_{2опт}$ и $Q_{2опт}$ определим для интервала [0,33; 1,44] по (11.30) и (11.31)

$$З_{2опт} = -\frac{(788 - 1167)^2}{4(833 + 568)} + 1008 + \left[\frac{833 \cdot 568}{833 + 568}\left(\frac{1167}{833} + \frac{788}{568}\right)\right] Q_{2сум} + \frac{833 \cdot 568}{833 + 568} Q_{2сум}^2 \approx 982 + 942 Q_{2сум} + 338 Q_{2сум}^2;$$

$$Q_{2опт} = \frac{833}{833 + 568} Q_{2сум} + \frac{1167 - 788}{2(833 + 568)} \approx 0{,}6 Q_{2сум} + 0{,}14.$$

Функции оптимальных затрат и управления для интервала $[Q_{2сум,min};\ Q_{2сум\,1min}]$, где $Q_{2сум,min} = Q_{1min} + Q_{2min} = 0$ Мвар, определим по формулам из табл. 11.7

$$З_{2опт} = 1008 + 788 Q_{2сум} + 568 Q_{2сум}^2;$$

$$Q_{2опт} = Q_{2сум}.$$

Оптимальные затраты и управление на интервале $[Q_{2сум\,1max};\ Q_{2сум,max}]$, где $Q_{2сум,max} = Q_{1max} + Q_{2max} = 1{,}79$, равны

$$З_{2опт} = (568 + 833) \cdot 0{,}45^2 + (1167 - 788) \cdot 0{,}45 + 1008 + (788 - 2 \cdot 568 \cdot 0{,}45) Q_{2сум} + 568 Q_{2сум}^2 = 1462 + 277 Q_{2сум} + 568 Q_{2сум}^2;$$

$$Q_{2опт} = Q_{2сум} - 0{,}45.$$

Кусочно-непрерывные функции $З_{2опт}(Q_{2сум})$ и $Q_{2опт}(Q_{2сум})$ приведены на рис. 11.13, *б*. Мощность каждого источника определим в зависимости от $Q_{2сум}$ по функциям оптимального управления. Например, при $Q_{2сум} = 1$ Мвар оптимальная мощность $Q_{2опт} = 0{,}74$ Мвар и $Q_{1опт} = 0{,}26$ Мвар (рис. 11.13, *б*).

Полученное решение на втором этапе не учитывает разрывы функции затрат (11.27), обусловленные постоянной составляющей затрат $K_0$ на вводные и регулирующие устройства источников реактивной мощности. Учет постоянной составляющей выполняем следующим образом. Находим точку пересечения $З_{1опт}$ и $З_{2опт}$, которая получила название критическая точка ($Q_{кр}$), и на интервале $[Q_{2сум,min};\ Q_{кр}]$ функцию $З_{2опт}$ заменяем на $З_{1опт}$, а оптимальное управление равно $Q_{1опт} = Q_{2сум}$. Например, для расчетной схемы, приведенной на рис. 11.14, *а*, затраты на БК 380 В с учетом потерь в линии и трансформаторе определяем по (11.21) и (11.28). На первом этапе они равны $З_{1опт} = K_{0,1} + K_{1,1} Q_1 + K_{2,1} Q_1^2$. Затраты на БК 6 кВ равны $З_2 = K_0 + K_1 Q_2$. Поскольку для БК 6 кВ $K_2 = 0$, то $З_{2опт}$ и $Q_{2опт}$ рассчитываем по следующим формулам:

на интервале $[Q_{2сум,min};\ Q_{1опт}]$, где

$$\left.\begin{aligned} Q_{1опт} &= (K_1 - K_{1,1})/2K_{2,1}, \\ З_{2опт} &= (K_1 - K_{1,1}) Q_{2min} + K_{2,1} Q_{2min}^2 + K_{0,1} + \\ &+ K_0 + (K_{1,1} - 2K_{2,1} Q_{2min}) Q_{2сум} + K_{2,1} Q_{2сум}^2; \\ Q_{2опт} &= Q_{2min}; \end{aligned}\right\} \quad (11.34)$$

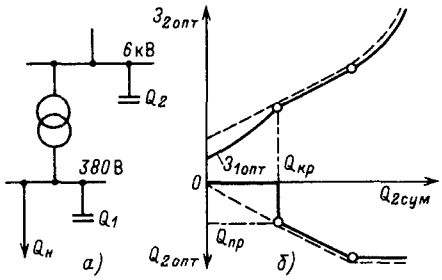



Рис. 11.14. Учет постоянной составляющей затрат при выборе мощности источников:
*а* – расчетная схема; *б* – функции оптимальных затрат и управления

на интервале $[Q_{1опт};\ Q_{1опт} + Q_{2max}]$

$$\left.\begin{aligned} З_{2опт} &= -\frac{(K_{1,1}-K_1)^2}{4K_{2,1}} + K_{0,1} + K_0 + \\ &\quad + K_1 Q_{2сум}; \\ Q_{2опт} &= Q_{2сум} + \frac{K_{1,1}-K_1}{2K_{2,1}}; \end{aligned}\right\} \quad (11.35)$$

на интервале $[Q_{1опт} + Q_{2max};\ Q_{2сум,\,max}]$

$$\left.\begin{aligned} З_{2опт} &= (K_1 - K_{1,1})Q_{2max} + K_{2,1}Q_{2max}^2 + \\ &\quad + K_{0,1} + K_0 + (K_{1,1} - 2K_{2,1}Q_{2max})Q_{2сум} + \\ &\quad + K_{2,1}Q_{2сум}^2; \\ Q_{2опт} &= Q_{2max}. \end{aligned}\right\} \quad (11.36)$$

Точку пересечения $З_{1опт}$ и $З_{2опт}$ определяем по формуле

$$Q_{кр} = \frac{K_1 - K_{1,1}}{2K_{2,1}} + \sqrt{\frac{K_0}{K_{2,1}}}. \quad (11.37)$$

Функции оптимальных затрат и управления с учетом постоянной составляющей приведены на рис. 11.14, *б*. При $Q_{2сум} \leqslant Q_{кр}$ установка БК 6 кВ неэкономична. Если $Q_{2сум} > Q_{кр}$, то установка БК 6 кВ экономически целесообразна, причем мощностью не меньше чем $Q_{пр}$, где $Q_{пр} = \sqrt{K_0/K_{2,1}}$.

Для третьего этапа функциональное уравнение (11.26) имеет следующий вид:

$$З_{3опт} = \min\{З_3(Q_3) + З_{2опт}(Q_{2сум})\}; \quad (11.38)$$

$$Q_{2сум,\,min} \leqslant Q_{2сум} \leqslant Q_{2сум,\,max};$$

$$Q_{3min} \leqslant Q_3 \leqslant Q_{3max}.$$

Кусочно-непрерывная функция $З_{2опт}(Q_{2сум})$ на отрезке $[Q_{2сум,\,min};\ Q_{2сум,\,max}]$ состоит из трех «кусков» (многочленов). Установлено, что она с достаточно высокой точностью на данном отрезке приближается многочленом второй степени, т. е. непрерывной функцией. В результате функциональное уравнение (11.38) решаем аналогично уравнению (11.29).

**Пример 11.3.** К шинам 6 кВ РП (рис. 11.13, *а*) предполагают присоединить БК 6 кВ, для которой $K_0 = 446$ руб.; $K_1 = 1480$ руб/Мвар; $Q_{3min} = 0$ и $Q_{3max} = 1{,}2$ Мвар. Требуется определить функции оптимальных затрат и управления для трех источников реактивной мощности.

Для расчетной схемы, приведенной на рис. 11.13, *а*, в примере 11.2 получена функция оптимальных затрат

$$З_{2опт} = \begin{cases} 1008 + 778Q_{сум} + 568Q_{2сум}^2, \\ 0 \leqslant Q_{2сум} < 0{,}33 \text{ Мвар}; \\ 982 + 942Q_{2сум} + 338Q_{2сум}^2, \\ 0{,}33 \leqslant Q_{2сум} \leqslant 1{,}44 \text{ Мвар}; \\ 1462 + 277Q_{2сум} + 568Q_{2сум}^2, \\ 1{,}44 < Q_{2сум} \leqslant 1{,}79 \text{ Мвар}. \end{cases}$$

Расчетная схема с установкой БК 6 кВ приведена на рис. 11.15, *а*. Для БК 6 кВ $K_2 = 0$, поэтому расчет осуществляем по (11.34) – (11.37):

на интервале $[Q_{3сум,\,min};\ Q_{2сум}]$, где $Q_{3сум,\,min} = 0$;

$$Q_{2сум} = \frac{1480 - 857{,}5}{2 \cdot 385{,}7} \approx 0{,}81 \text{ Мвар},$$

$$З_{3опт} = 1005 + 446 + 857{,}5Q_{3сум} + 385{,}6Q_{3сум}^2 =$$

$$= 1451 + 857{,}5Q_{3сум} +$$

$$+ 385{,}7Q_{3сум}^2;\ Q_{3опт} = 0 \text{ Мвар};$$

на интервале $[Q_{2сум};\ Q_{2сум} + Q_{3max}]$, где $Q_{2сум} + Q_{3max} = 0{,}81 + 1{,}2 = 2{,}01$ Мвар,

$$З_{3опт} = -\frac{(857{,}5 - 1280)^2}{4 \cdot 385{,}7} + 1005 + 446 +$$

$$+ 1480Q_{3сум} \approx 1200 +$$

$$+ 1480Q_{3сум};\ Q_{3опт} = Q_{3сум} - 0{,}81;$$

на интервале $[Q_{2сум} + Q_{3max};\ Q_{3сум,\,max}]$, где $Q_{3сум,\,max} = Q_{3max} + Q_{2сум,\,max} = 1{,}2 + 1{,}79 = 2{,}99$ Мвар,

$$З_{3опт} = (1480 - 857{,}5)\cdot 1{,}2 + 385{,}7\cdot 1{,}2^2 + 1005 + 446 + (857{,}5 - 2\cdot 385{,}7\cdot 1{,}2)Q_{3сум} + 385{,}7Q^2_{3сум} \approx 2753 - 68{,}2Q_{3сум} + 385{,}7Q^2_{3сум};$$

$$Q_{3опт} = 1{,}2 \text{ Мвар}.$$

Для учета постоянной составляющей затрат на БК 6 кВ найдем критическую точку

$$Q_{кр} = \frac{1480 - 857{,}5}{2\cdot 385{,}7} + \sqrt{\frac{446}{385{,}7}} \approx 1{,}88 \text{ Мвар}.$$

В результате функцию оптимальных затрат и управления для третьего этапа представляем в следующем виде:

$$З_{3опт} = \begin{cases} 1005 + 857{,}5Q_{3сум} + 385{,}7Q^2_{3сум}, \\ 0 \leqslant Q_{3сум} < 1{,}88 \text{ Мвар}; \\ 1200 + 1480Q_{3сум}, \\ 1{,}88Q_{3сум} \leqslant 2{,}01 \text{ Мвар}; \\ 2753 - 68{,}2Q_{3сум} + 385{,}7Q^2_{3сум}, \\ 2{,}01 < Q_{3сум} \leqslant 2{,}99 \text{ Мвар}; \end{cases}$$

$$Q_{3опт} = \begin{cases} 0, \ 0 \leqslant Q_{3сум} < 1{,}88 \text{ Мвар}; \\ Q_{3сум} - 0{,}81, \\ 1{,}88 \leqslant Q_{3сум} \leqslant 2{,}01 \text{ Мвар}; \\ 1{,}2, \ 2{,}01 < Q_{3сум} \leqslant 2{,}99 \text{ Мвар}. \end{cases}$$

На рис. 11.15, *б* приведены функции оптимальных затрат и управления без учета разрыва функции затрат на БК 6 кВ, обусловленного постоянной составляющей $K_0$ (штриховая линия), и с учетом разрыва (сплошная линия). При учете $Q_{кр}$ установка БК 6 кВ становится экономически целесообразной, когда $Q_{3сум} > 1{,}88$ Мвар, а без учета, когда $Q_{3сум} > 0{,}81$ Мвар. Полученный результат подтверждает вывод, сделанный в [54] о том, что в задачах оптимальной компенсации реактивной мощности затраты на БК 6 – 10 кВ следует определять путем непосредственного учета постоянных составляющих. Оптимальную мощность источников определяют в зависимости от $Q_{3сум}$ по функциям оптимального управления. Например, при $Q_{3сум} = 2{,}3$ Мвар оптимальная мощность источников $Q_{3опт} = 1{,}2$ Мвар; $Q_{2сум} = Q_{3сум} - Q_{3опт} = 2{,}3 - 1{,}2 = 1{,}1$ Мвар; $Q_{2опт} = 0{,}6Q_{2сум} + 0{,}14 = 0{,}6 \times 1{,}3 + 0{,}14 = 0{,}8$ Мвар; $Q_{1опт} = Q_{2сум} - Q_{2опт} = 1{,}1 - 0{,}8 = 0{,}3$ Мвар (рис. 11.15, *б*).

Последовательно усложняя расчетную схему на прямом ходе вычислений, можно получить функции оптимальных затрат и управления для разомкнутой сети произвольной конфигурации. На последнем $n$-м этапе функция оптимальных затрат $З_{n,опт}(Q_{n,сум})$ представляет собой эквивалентную характеристику режима реактивной мощности промышленного предприятия. Значение суммарной мощности источников $Q_{сум}$ вычисляем по балансовому уравнению (11.22)

$$Q_{сум} = Q_{н,сум} + \Delta Q_{сум} - Q_{э1}.$$

Мощность каждого источника определяем по функциям оптимального управления в обратном ходе вычислений по схеме

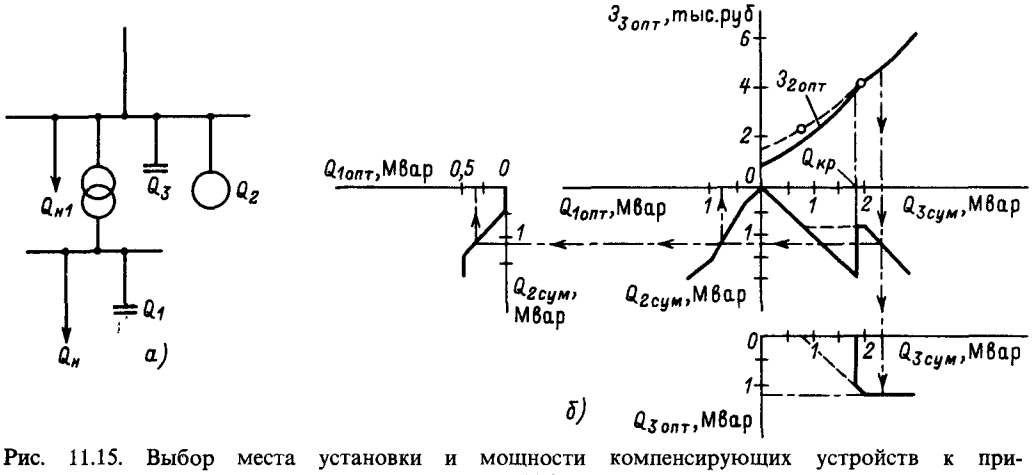



Рис. 11.15. Выбор места установки и мощности компенсирующих устройств к примеру 11.3:

*а* – расчетная схема; *б* – функции оптимальных затрат и управления

$$Q_{\text{сум}} \to Q_{n,\text{опт}} \to Q_{n-1,\text{сум}} \to \ldots \to Q_{k,\text{сум}} \to$$
$$\to Q_{k,\text{опт}} \to \ldots \to Q_{2\text{сум}} \to Q_{2\text{опт}} \to Q_{1\text{опт}},$$

где

$$Q_{k,\text{сум}} = Q_{k,\text{опт}} + Q_{k-1,\text{сум}}.$$

В результате оптимизационных расчетов мощность некоторых источников может оказаться равной нулю; это значит, что в данном узле установка КУ (или генерация мощности присоединенным источником реактивной мощности) нецелесообразна. Следовательно, расчет мощности источников необходимо осуществлять одновременно с выбором места установки КУ. Наиболее эффективным путем автоматизации расчетов по компенсации реактивной мощности является применение ЭВМ. Рассмотренная кусочно-непрерывная модель динамического программирования реализована в виде универсальной программы для ЭВМ в МЭИ. Конфигурацию распределительной сети представляют в виде иерархической (древовидной) структуры. На самом верхнем уровне иерархии имеется только один узел (элемент иерархии) – корень. Каждый узел, кроме корня, связан с одним узлом на более высоком уровне (исходным) и с одним или несколькими узлами на более низком уровне (порожденными). Каждая $i$-я ветвь характеризуется номерами исходного и порожденного узлов $У_{i,\text{исх}}$, $У_{i,\text{пор}}$, а также числом $L_i$, указывающим, сколько ветвей отходит от рассматриваемого исходного узла. Для исходного узла $У_{i,\text{исх}}$ фиксируют следующую информацию о каждом порожденном узле $У_{i,\text{пор}}$: установлена (предполагается к установке) БК или нет; число синхронных двигателей в узле; уровень иерархии. В результате конфигурацию распределительной сети задают исходной матрицей. Меняя элементы исходной матрицы, рассчитывают различные варианты компенсации реактивной мощности (с установкой в определенных узлах БК 6 кВ или без установки, с установкой БК 380 В и т. д.), учитывающие реальные условия функционирования системы электроснабжения, и выбирают тот, который наиболее целесообразен.

## 11.6. РЕЖИМЫ РАБОТЫ И РЕГУЛИРОВАНИЕ МОЩНОСТИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Режим системы промышленного электроснабжения определяется схемой и параметрами электрической сети, нагрузками в узлах, способами и техническими средствами управления работой регулирующих и компенсирующих устройств. Для обеспечения наиболее экономичных режимов систем электроснабжения, характеризующихся неравномерным графиком суточного потребления реактивной мощности, целесообразным бывает регулирование мощности компенсирующих устройств. Если средствами искусственной компенсации являются синхронный компенсатор или синхронные двигатели, то управление их режимами осуществляют за счет плавного регулирования возбуждения. Регулирование генерируемой конденсаторами реактивной мощности ведут ступенями путем деления батарей на секции. Чем больше таких секций, тем совершеннее регулирование, но тем больше капитальные затраты на установку переключателей и защитной аппаратуры. Режим работы компенсирующих устройств устанавливают в зависимости от таких параметров, которые обеспечивают наиболее экономичное решение, при соблюдении допустимых отклонений напряжения на зажимах приемников электроэнергии. В качестве параметров регулирования используют: напряжение, ток нагрузки, величины, характеризующие реактивную нагрузку, время и др. Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок по напряжению осуществляют в зависимости от отклонения напряжения в рассматриваемой точке сети и применяют, когда желательно одновременно обеспечить регулирование напряжения. Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок по току нагрузки применяют для приемников, имеющих резкопеременный график потребления реактивной мощности. Наиболее простым и достаточно эффективным является регулирование по времени. В этом случае режим работы системы электроснабжения должен быть предварительно изучен. На рис. 11.16

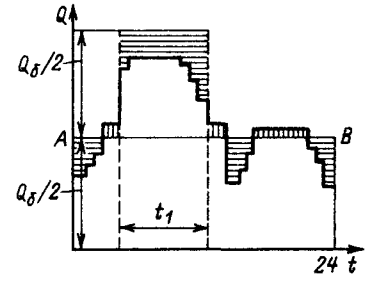



Рис. 11.16. Пример использования графика реактивных нагрузок для решения вопроса о делении конденсаторной батареи на части

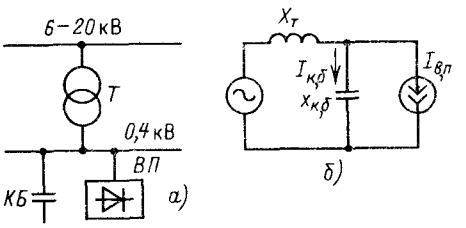



Рис. 11.17. Схема подключения конденсаторной батареи для компенсации реактивной мощности ВП (*а*) и схема замещения (*б*)

дан суточный график потребления реактивной мощности, и на нем проведена линия *АВ*, показывающая, что работа батареи конденсаторов может проходить в режиме, когда одна секция $Q_б/2$ включена 24 ч в сутки, а вторая включается по графику нагрузки только на $t_1$ ч. В данном случае батарея применительно к графику реактивной нагрузки разделена на две секции. В конкретных условиях этот вопрос должен решаться в зависимости от графика нагрузки и схемы подстанции (одиночная система шин несекционированная или одиночная секционированная, причем каждая секция работает раздельно на свою нагрузку или обе секции работают совместно). Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок по направлению реактивной мощности применяют на отдельных удаленных тупиковых подстанциях. Ступенчатое регулирование мощности конденсаторных установок имеет существенные недостатки: во-первых, имеет место работа в течение некоторого времени по графику с недостаточной или излишней компенсацией реактивной мощности (на рис. 11.16 эти места показаны штриховкой); во-вторых, происходит удорожание компенсирующей установки из-за увеличения капитальных затрат на установку дополнительной отключающей аппаратуры (выключатель, разъединитель, трансформаторы тока и т. п.). Ступенчатое регулирование батарей конденсаторов может производиться как вручную, так и автоматически.

При наличии на подстанции постоянного дежурного персонала или телемеханического управления в системе электроснабжения автоматизация этого процесса не имеет существенных преимуществ. На подстанциях, не имеющих постоянного дежурного персонала, автоматизация включения и отключения батарей конденсаторов является насущной необходимостью.

## 11.7. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПРИ НАЛИЧИИ ВЕНТИЛЬНОЙ НАГРУЗКИ

Широкое использование вентильных преобразователей в промышленности приводит к необходимости решать вопросы уменьшения их воздействия на питающую сеть, и в первую очередь вопросы компенсации реактивной мощности. Известно, что наиболее экономичным средством для компенсации реактивной мощности являются конденсаторные батареи. Но при выборе их мощности и места установки необходимо учитывать возможные резонансы на одной из гармоник, генерируемых преобразователем.

Спектр гармоник тока зависит от числа фаз преобразователя $p$ и может быть представлен в виде ряда

$$\nu = pn \pm 1, \text{ где } n = 1, 2, 3 \ldots$$

Действующие значения основной и высших гармоник переменного тока определяют по приближенным формулам [61]

$$I_1 \approx \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_в; \; I_\nu \approx \frac{I_1}{\nu}.$$

Рассмотрим на конкретном примере (рис. 11.17) возможность работы конденсаторной батареи совместно с вентильным преобразователем (ВП). Данные преобразователя и трансформатора: $U_в = 440$ В; $I_в = 500$ А; $S_{ном.т} = 400$ кВ·А; $U_2 = 400$ В; $u_к = 11{,}5\%$; схема преобразователя – мостовая, шестипульсная, т. е. переменный ток преобразователя содержит гармоники следующего ряда:

$$\nu = 5, 7, 11, 13 \ldots$$

Подсчитываем реактивную мощность выпрямительного преобразователя

$$U_{в0} = \frac{3}{\pi}\sqrt{2} \cdot 400 = 540 \text{ В};$$

$$Q_{в.п} = I_в \sqrt{U_{в0}^2 - U_в^2} = 500\sqrt{540^2 - 440^2} =$$

$$= 155 \text{ квар}.$$

Принимаем мощность конденсаторной батареи $Q_{к.б} = 150$ квар.

Расчет высших гармоник тока в конденсаторной батарее ($I_{к.б}$) проводим по эквивалентной однофазной схеме (рис. 11.17, *б*), где вентильный преобразователь замещен источником тока бесконечной мощности с таким же спектром гармоник, что и у реального преобразователя. Определяем сопротивления

трансформатора и конденсаторной батареи на основной частоте

$$x_т = \frac{u_к}{100}\frac{U_2^2}{S_{ном.т}} = \frac{11{,}5}{100}\frac{0{,}16\cdot 10^6}{0{,}4\cdot 10^6} = 0{,}046\cdot \text{Ом};$$

$$x_{к.б} = \frac{U_2^2}{Q_{к.б}} = \frac{0{,}16\cdot 10^6}{0{,}15\cdot 10^6} = 1{,}07 \text{ Ом}.$$

Сопротивление системы и активные сопротивления элементов не учитываем. Расчет проведем для 5-й и 7-й гармоник. Определяем действующие значения токов на входе преобразователя

$$I_5 \approx \frac{1\sqrt{6}}{5\pi}\cdot 500 \approx 78 \text{ А};$$

$$I_7 \approx \frac{1\sqrt{6}}{7\pi}\cdot 500 \approx 55{,}5 \text{ А}.$$

Фазные напряжения 5-й и 7-й гармоник на стороне переменного тока

$$U_5 = \frac{I_5}{\frac{1}{5x_т} - \frac{5}{x_{к.б}}} = \frac{78}{\frac{1}{5\cdot 0{,}046} - \frac{5}{1{,}07}} = 236 \text{ В};$$

$$U_7 = 55{,}5\frac{1}{\frac{1}{7\cdot 0{,}046} - \frac{7}{1{,}07}} = 16 \text{ В}.$$

Нетрудно заметить, что напряжение 5-й гармоники превышает напряжение основной частоты, т. е. схема работает в режиме, близком к резонансному. Определяем токи высших гармоник, протекающие через конденсатор,

$$I_{к.б5} = \frac{U_5\cdot 5}{x_{к.б}} = \frac{236\cdot 5}{1{,}07} = 1100 \text{ А};$$

$$I_{к.б7} = \frac{16\cdot 7}{1{,}07} = 105 \text{ А};$$

в процентах основной гармоники

$$I_{к.б1} = \frac{230}{1{,}07} = 215 \text{ А};$$

$$I_{к.б5} = \frac{1100}{215}\cdot 100\% = 510\%;$$

$$I_{к.б7} = \frac{105}{215}\cdot 100\% = 49\%.$$

При этом общее действующее значение тока конденсаторной батареи во много раз превышает допустимое, и это приводит к выходу ее из строя.

На основании изложенного можно сделать вывод, что установка конденсаторных батарей в сетях электроснабжения промышленных предприятий при наличии вентильной нагрузки может оказаться недопустимой. Для защиты конденсаторов и отстройки от резонансов используют последовательные *LC*-фильтры. Индуктивное сопротивление реактора $x_р$ рассчитывают для создания резонансной цепи (резонанс напряжений) на гармонике, меньшей наименьшей гармоники, генерируемой вентильным преобразователем. Для наиболее распространенной шестипульсной мостовой схемы преобразователя относительную частоту настройки фильтра обычно принимают равной

$$\sqrt{\frac{x_{к.б}}{x_р}} \approx 4{,}7.$$

При неправильной защите конденсаторной батареи могут возникнуть резонансные явления, аналогичные рассмотренным выше. Это обусловлено тем, что цепь, состоящая из последовательно соединенных реактора и конденсатора, ослабляет гармоники выше резонансной (индуктивный характер цепи) и усиливает гармоники ниже резонансной (емкостный характер цепи). При выполнении фильтров сталкиваются с техническими трудностями из-за малого индуктивного сопротивления существующих бетонных реакторов. Так, например, для фильтра 5-й гармоники, состоящего из конденсаторных батарей мощностью 1000 квар на напряжение 10 кВ, необходимо установить последовательно восемь бетонных реакторов в каждой фазе, что невыполнимо. Поэтому для защиты конденсаторных батарей высокого напряжения необходимо применять реакторы низкого напряжения, обладающие большим индуктивным сопротивлением. Применение реакторов низкого напряжения допустимо, так как в нормальном режиме работы к реактору приложено напряжение

$$U_{р1} = \frac{1}{\nu^2 - 1}U_{ном},$$

где $U_{ном}$ – напряжение, приложенное к *LC*-цепи; $\nu$ – номер гармоники, на которую настроена эта цепь.

Для защиты реактора от перенапряжений в момент выключения или при пробое конденсатора параллельно с реактором устанавливают разрядник многократного действия. При проектировании фильтров учитывают повышение напряжения на конденсаторной батарее за счет как основной гармо-

ники $U_{к,б1}=\frac{\nu^2}{\nu^2-1}U_{ном}$, так и высших гармоник. В то же время заводы-изготовители конденсаторов гарантируют надежную их работу только при нормальном напряжении. В связи с этим необходимо наладить выпуск специальных конденсаторных батарей на повышенное напряжение, способных надежно работать в сетях с повышенным содержанием высших гармоник, а также в фильтрах высших гармоник.

РАЗДЕЛ ДВЕНАДЦАТЫЙ

# ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЙ

## А. Основные понятия и определения

### 12.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

При проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий важным вопросом является выбор рациональных напряжений для схемы, поскольку их значения определяют параметры линий электропередачи и выбираемого электрооборудования подстанций и сетей, а следовательно, размеры капиталовложений, расход цветного металла, потери электроэнергии и эксплуатационные расходы. Капитальные затраты $K$, необходимые для осуществления электропередачи от источников питания к приемникам электроэнергии, зависят от передаваемой мощности $S$, расстояния $l$ между источником питания и местом потребления или распределения. Капитальные затраты на сооружение системы электроснабжения выражают формулой

$$K = K_л + K_{об} + K_{д,в}, \qquad (12.1)$$

где $K$ – капитальные затраты на сооружение воздушных и кабельных линий; $K_л = K_{л0}l$; $K_{л0}$ – стоимость сооружения 1 км линий; $l$ – длина линии; $K_{об}$ – капитальные затраты на установку оборудования (выключателей, разъединителей, отделителей, короткозамыкателей, измерительных трансформаторов, реакторов, шин, разрядников, силовых трансформаторов и т. п.); $K_{д,в}$ – дополнительные капитальные вложения в источники электроэнергии на покрытие потерь мощности в системах электроснабжения.

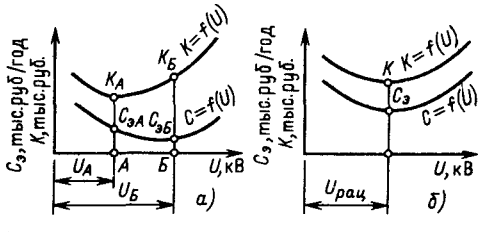



Рис. 12.1. Зависимость капитальных затрат и эксплуатационных расходов от напряжения

Эксплуатационные расходы

$$C_э = C_п + C_а + C_{о,п}, \qquad (12.2)$$

где $C_п$ – стоимость потерь электроэнергии; $C_а$ – амортизационные отчисления; $C_{о,п}$ – стоимость содержания обслуживающего (эксплуатационного) персонала.

Капитальные затраты в общем случае изменяются по кривой $K=f(U)$ и имеют минимум при определенном значении напряжения, которое называют рациональным напряжением по капитальным затратам и обозначают $U_{рац,к}$. На рис. 12.1, *а* $U_{рац,к}=U_A$. Зависимость $K=f(U)$ построена при условии, что расчетная мощность $S_р$, длина линий $l$ и схема питания не изменяются. Эксплуатационные расходы при этих же условиях изменяются по кривой $C_э=f(U)$ и также имеют минимум ежегодных эксплуатационных расходов при напряжении, которое называют рациональным напряжением по эксплуатационным расходам и обозначают $U_{рац,э}$. На рис. 12.1, *а* $U_{рац,э}$ равно $U_Б$. Как правило, точка *Б* находится правее точки *А*. При использовании стандартных напряжений 6, 10, 20, 35, 110 кВ может иметь место $U_{рац,к} \approx U_{рац,э}$ (рис. 12.1, *б*).

Если пользоваться данными капитальных затрат и ежегодных эксплуатационных расходов, то определение рационального напряжения системы электроснабжения при рассмотрении двух вариантов производят по формуле

$$T_{ок}=\frac{K_2-K_1}{C_1-C_2},$$

где $K_1$, $K_2$ – капиталовложения в вариантах

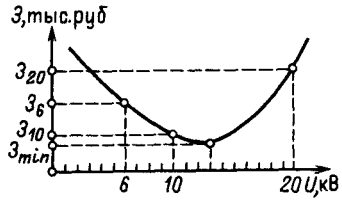



Рис. 12.2. Зависимость годовых приведенных затрат от напряжения

1 и 2, тыс. руб.; $C_1$, $C_2$ – ежегодные эксплуатационные расходы в вариантах 1 и 2, тыс. руб.

Когда число вариантов больше двух, удобнее пользоваться формулой ежегодных приведенных затрат

$$З = C_э + k_{н.э} K.$$

В этом случае можно получить рациональное напряжение более простым путем. На рис. 12.2 представлена зависимость ежегодных приведенных затрат от напряжения. Эту зависимость можно описать разными математическими методами, используя, например, интерполяционные полиномы (Ньютона, Лагранжа, Бесселя, Стирлинга и др.). Вопросу нахождения нестандартного рационального напряжения аналитическим путем за рубежом уделяют большое внимание. В зарубежной практике предложены следующие выражения для нахождения нестандартного рационального напряжения, кВ:

ГДР

$$U = 3\sqrt{S} + 0{,}5l, \qquad (12.3)$$

где $S$ – передаваемая мощность, тыс. кВ·А; $l$ – расстояние, км;

США

$$U = 4{,}34\sqrt{l + 16P}, \qquad (12.4)$$

где $l$ – расстояние, км; $P$ – передаваемая мощность, тыс. кВт;

СССР

$$U = 16\sqrt{Pl}; \qquad (12.5)$$

Швеция

$$U = 17\sqrt{\frac{l}{16} + P}, \qquad (12.6)$$

где $l$ – расстояние, км; $P$ – передаваемая мощность, тыс. кВт.

Приведенные формулы не дают удовлетворительного результата, так как не учитывают других факторов, влияющих на рациональное напряжение, кроме $S$ и $l$ или $P$ и $l$.

## 12.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ АНАЛИТИЧЕСКИМ ПУТЕМ

При решении задачи о рациональном напряжении в общем случае следует предварительно определить нестандартное напряжение, при котором имели бы место минимальные приведенные затраты (рис. 12.2). Зная такое напряжение, можно правильнее выбрать целесообразное стандартное напряжение применительно к каждому конкретному случаю. Расчеты по определению нестандартного рационального напряжения необходимы, так как опыт таких расчетов показал, что получаемый экономический эффект значителен. Для нахождения рационального нестандартного напряжения ниже предложена методика, основанная на том, что, используя результаты определения затрат при стандартных напряжениях, с одной стороны, и математические интерполяционные теории – с другой, можно составить уравнение для зависимости $З = f(U)$ (рис. 12.2). Найдя первую производную этого уравнения и приравняв ее нулю, находят минимум затрат и соответствующее ему нестандартное рациональное напряжение.

**Применение интерполяционной теории Ньютона для определения рационального напряжения.** Любая зависимость двух взаимно связанных величин, если известны координаты $n$ точек, может быть выражена аналитически с определенной точностью интерполяционной формулой Ньютона, представляющей собой степенну́ю функцию $(n-1)$-го порядка,

$$y = y_1 + A(x - x_1) + B(x - x_1)(x - x_2) + C(x - x_1)(x - x_2)(x - x_3) + \ldots + N(x - x_1)(x - x_2)\ldots(x - x_n). \qquad (12.7)$$

Это уравнение представляет собой кривую, проходящую через точки $(x_1, y_1)$, $(x_2, y_2)$, $(x_3, y_3)$ и т. д. В нашем случае (нахождение рационального напряжения) это уравнение должно соответствовать кривой, проходящей через координаты, выражающие значения капитальных затрат $K$, эксплуатационных расходов $C_э$ или годовых затрат $З$ при различных стандартных напряжениях (6, 10, 20, 35, 110 кВ). В общем случае это уравнение записывают в соответствии с (12.7) в следующем виде (если необходимо определить рациональное напряжение по пяти стан-

дартным напряжениям):

$$З = З_1 + A(U - U_1) + B(U - U_1)(U - U_2) + C(U - U_1)(U - U_2)(U - U_3) + D(U - U_1)(U - U_2)(U - U_3)(U - U_4). \quad (12.8)$$

Ниже приведена методика определения рационального напряжения по трем стандартным напряжениям. Рассмотрим случай, когда кривая годовых приведенных затрат проходит через три точки. Для приведенных затрат и соответствующих им напряжений уравнение годовых затрат в соответствии с (12.8) записывают в следующем виде:

$$З = З_1 + A_1(U - U_1) + B(U - U_1)(U - U_2). \quad (12.9)$$

Для нахождения коэффициентов $A_1$ и $B_1$ составляют табл. 12.1, пользуясь которой, находят коэффициенты $A_1$ и $B_1$

$$A_1 = \frac{\Delta З_1}{\Delta U_1} \text{ и } B_1 = \frac{A_2 - A_1}{U_3 - U_1} = \frac{\Delta З_2 \Delta U_1 - \Delta З_1 \Delta U_2}{\Delta U_1 \Delta U_2 \Delta' U_1}. \quad (12.10)$$

Преобразуем (12.9) к виду

$$З = З_1 + A_1(U - U_1) + B_1(U^2 - U(U_1 + U_2) + U_1 U_2). \quad (12.11)$$

Для нахождения рационального напряжения по годовым затратам дифференцируем (12.11)

$$\frac{dЗ}{dU} = A_1 + 2B_1 U - B_1(U_1 + U_2).$$

Приравняв правую часть этого равенства нулю и решив его относительно напряжения, получим

$$2B_1 U_{рац} = B_1(U_1 + U_2) - A_1,$$

откуда

$$U_{рац} = \frac{U_1 + U_2}{2} - \frac{A_1}{2B_1}.$$

Подставив вместо коэффициентов $A_1$ и $B_1$ их значения из табл. 12.1, находим

$$U_{рац} = \frac{U_1 + U_2}{2} - \frac{\Delta З_1 \Delta U_1 \Delta U_2 \Delta' U_1}{2\Delta U_1(\Delta З_2 \Delta U_1 - \Delta З_1 \Delta U_2)}.$$

Произведя дальнейшие преобразования, получим

$$U_{рац} = \frac{U_1 + U_2}{2} - \frac{\Delta' U_1}{2\left(\frac{\Delta З_2 \Delta U_1}{\Delta З_1 \Delta U_2} - 1\right)}.$$

Обозначив $a = \frac{\Delta З_2 \Delta U_1}{\Delta З_1 \Delta U_2} - 1$, получим

$$U_{рац} = \frac{U_1 + U_2}{2} - \frac{\Delta' U_1}{2a}. \quad (12.12)$$

**Применение интерполяционной теории Лагранжа для определения рационального напряжения.** Когда рациональное нестандартное напряжение, определенное по методике Ньютона, находится в середине между двумя стандартами, для выбора рационального стандартного напряжения рекомендуется использовать интерполяционную методику Лагранжа.

Эта формула в общем виде может быть записана так:

$$F(x) = F_0 y_0 + F_1(x) y_1 + \ldots + F_n(x) y_n. \quad (12.13)$$

Таблица 12.1. **Коэффициенты к полиному Ньютона для выбора напряжения по трем точкам**

| $З$ | $U$ | $\Delta З$ | $\Delta U$ | $A_1$ | $\Delta A$ | $\Delta' U$ | $B$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $З_1$ | $U_1$ | $\Delta З_1 = З_2 - З_1$ | $\Delta U_1 = U_2 - U_1$ | $A_1 = \frac{\Delta З_1}{\Delta U_1}$ | | | |
| $З_2$ | $U_2$ | | | | $\Delta A_1 = A_2 - A_1$ | $\Delta' U_1 = U_3 - U_1$ | $B_1 = \frac{\Delta A_1}{\Delta' U_1}$ |
| | | $\Delta З_2 = З_3 - З_2$ | $\Delta U_2 = U_3 - U_2$ | $A_2 = \frac{\Delta З_2}{\Delta U_2}$ | | | |
| $З_3$ | $U_3$ | | | | | | |

Коэффициенты выражения (12.13) определяют по следующим формулам:

$$\left.\begin{aligned} F_0(x) &= \frac{(x-x_1)(x-x_2)\ldots(x-x_n)}{(x_0-x_1)(x_0-x_2)\ldots(x_0-x_n)};\\ F_1(x) &= \frac{(x-x_1)(x-x_2)\ldots(x-x_n)}{(x_1-x_0)(x_1-x_2)\ldots(x_1-x_n)};\\ F_n(x) &= \frac{(x-x_0)(x-x_1)\ldots(x-x_{n-1})}{(x_n-x_0)(x_n-x_1)\ldots(x_n-x_{n-1})}. \end{aligned}\right\} \quad (12.14)$$

Степень многочлена определяют эмпирически. Это уравнение представляет собой кривую, проходящую через точки $x_0$, $y_0$; $x_1$, $y_1$; $x_2$, $y_2$; ...; $x_n$, $y_n$. Используя этот метод для определения рационального напряжения, необходимо найти аналитическую зависимость стандартных напряжений и приведенных годовых затрат $U_1$, $З_1$; $U_2$, $З_2$; ...; $U_n$, $З_n$, где $U_1$, $U_2$, ..., $U_n$ – стандартные напряжения; $З_1$, $З_2$, ..., $З_n$ – приведенные годовые затраты, соответствующие этим напряжениям. По этим исходным данным по аналогии с (12.13) составляют уравнение вида

$$F(U) = F_1(U)З_1 + F_2(U)З_2 + \ \ldots\ + F_n(U)З_n, \quad (12.15)$$

где

$$\left.\begin{aligned} F_1U &= \frac{(U-U_2)(U-U_3)\ldots(U-U_n)}{(U_1-U_2)(U_1-U_3)\ldots(U_1-U_n)};\\ F_2(U) &= \frac{(U-U_1)(U-U_3)\ldots(U-U_n)}{(U_2-U_1)(U_2-U_3)\ldots(U_2-U_n)};\\ F_n(U) &= \frac{(U-U_1)(U-U_2)\ldots(U-U_{n-1})}{(U_n-U_1)(U_n-U_2)\ldots(U_n-U_{n-1})}. \end{aligned}\right\} \quad (12.16)$$

Уравнение (12.15) показывает общую зависимость между $U$ и $З$ для любого числа вариантов. Практически при проектировании систем электроснабжения для выбора рационального напряжения рассматривают не более пяти вариантов.

1) Определение рационального напряжения по пяти точкам. Для пяти точек $U_1$, $З_1$; $U_2$, $З_2$; $U_3$, $З_3$; $U_4$, $З_4$; $U_5$, $З_5$ уравнение Лагранжа записывают в виде

$$F(U) = F_1(U)З_1 + F_2(U)З_2 + F_3(U)З_3 + F_4(U)З_4 + F_5(U)З_5. \quad (12.17)$$

Коэффициенты $F_1(U)$, $F_2(U)$, $F_3(U)$, $F_4(U)$, $F_5(U)$ определяют следующим образом:

$$\left.\begin{aligned} F_1(U) &= \frac{1}{A}(U-U_2)(U-U_3)(U-U_4)(U-U_5);\\ F_2(U) &= \frac{1}{B}(U-U_1)(U-U_3)(U-U_4)(U-U_5);\\ F_3(U) &= \frac{1}{Q}(U-U_1)(U-U_2)(U-U_4)(U-U_5);\\ F_4(U) &= \frac{1}{D}(U-U_1)(U-U_2)(U-U_3)(U-U_5);\\ F_5(U) &= \frac{1}{E}(U-U_1)(U-U_2)(U-U_3)(U-U_4). \end{aligned}\right\} \quad (12.18)$$

$$\left.\begin{aligned} A &= (U_1-U_2)(U_1-U_3)(U_1-U_4)(U_1-U_5);\\ B &= (U_2-U_1)(U_2-U_3)(U_2-U_4)(U_2-U_5);\\ Q &= (U_3-U_1)(U_3-U_2)(U_3-U_4)(U_3-U_5);\\ D &= (U_4-U_1)(U_4-U_2)(U_4-U_3)(U_4-U_5);\\ E &= (U_5-U_1)(U_5-U_2)(U_5-U_3)(U_5-U_4). \end{aligned}\right\} \quad (12.19)$$

Продифференцировав (12.17) по напряжению, приравняв производную нулю и произведя соответствующие преобразования, получим уравнение

$$\alpha U^3 + \beta U^2 + \gamma U + \delta = 0, \quad (12.20)$$

где

$$\left.\begin{aligned} \alpha &= 4\left[\frac{З_1}{A}+\frac{З_2}{B}+\frac{З_3}{Q}+\frac{З_4}{D}+\frac{З_5}{E}\right];\\ \beta &= -3\left[\frac{З_1}{A}(U_2+U_3+U_4+U_5)+\right.\\ &\quad +\frac{З_2}{B}(U_1+U_3+U_4+U_5)+\\ &\quad +\frac{З_3}{Q}(U_1+U_2+U_4+U_5)+\\ &\quad +\frac{З_4}{D}(U_1+U_2+U_3+U_5)+\\ &\quad \left.+\frac{З_5}{E}(U_1+U_2+U_3+U_4)\right]; \end{aligned}\right\}$$

$$\gamma = 2\left[\frac{3_1}{A}(U_2U_3 + U_2U_4 + U_2U_5 + U_3U_4 + U_3U_5 + U_4U_5) + \frac{3_2}{B}(U_1U_3 + U_1U_4 + U_1U_5 + U_3U_4 + U_3U_5 + U_4U_5) + \frac{3_3}{Q}(U_1U_2 + U_1U_4 + U_1U_5 + U_2U_4 + U_2U_5 + U_4U_5) + \frac{3_4}{D}(U_1U_2 + U_1U_3 + U_1U_5 + U_2U_3 + U_2U_5 + U_3U_5) + \frac{3_5}{E}(U_1U_2 + U_1U_3 + U_1U_4 + U_2U_3 + U_2U_4 + U_3U_4)\right];$$

$$\delta = -\left[\frac{3_1}{A}(U_2U_3U_4 + U_2U_3U_5 + U_2U_4U_5 + U_3U_4U_5) + \frac{3_2}{B}(U_1U_3U_4 + U_1U_3U_5 + U_1U_4U_5 + U_3U_4U_5) + \frac{3_3}{Q}(U_1U_2U_4 + U_1U_2U_5 + U_1U_4U_5 + U_2U_4U_5) + \frac{3_4}{D}(U_1U_2U_3 + U_1U_2U_5 + U_1U_3U_5 + U_2U_3U_5) + \frac{3_5}{E}(U_1U_2U_3 + U_1U_2U_4 + U_1U_3U_4 + U_2U_3U_4)\right]. \qquad (12.21)$$

Подсчитав по (12.21) коэффициенты $\alpha$, $\beta$, $\gamma$, $\delta$ и решив это уравнение относительно $U$, получим рациональное напряжение по приведенным годовым затратам $U_{рац}$. Определение коэффициентов уравнения и решение кубического уравнения трудоемки. Лучше всего эти вычисления производить на ЭВМ, программы для которых составлены на кафедре ЭПП МЭИ.

2) Определение рационального напряжения по четырем точкам. Для определения рационального напряжения часто бывает достаточно рассмотреть четыре варианта напряжения. Уравнение для определения рационального напряжения получают квадратичным, и его решение не представляет затруднений. Уравнение Лагранжа для четырех точек, заданных координатами $U_1$, $3_1$; $U_2$, $3_2$; $U_3$, $3_3$; $U_4$, $3_4$, записывают в виде

$$F(U) = F_1(U)3_1 + F_2(U)3_2 + F_3(U)3_3 + F_4(U)3_4, \qquad (12.22)$$

где

$$F_1(U) = \frac{1}{A}(U - U_2)(U - U_3)(U - U_4);$$
$$F_2(U) = \frac{1}{B}(U - U_1)(U - U_3)(U - U_4);$$
$$F_3(U) = \frac{1}{Q}(U - U_1)(U - U_2)(U - U_4);$$
$$F_4(U) = \frac{1}{D}(U - U_1)(U - U_2)(U - U_3); \qquad (12.23)$$

$$A = (U_1 - U_2)(U_1 - U_3)(U_1 - U_4);$$
$$B = (U_2 - U_1)(U_2 - U_3)(U_2 - U_4);$$
$$Q = (U_3 - U_1)(U_3 - U_2)(U_3 - U_4);$$
$$D = (U_4 - U_1)(U_4 - U_2)(U_4 - U_3). \qquad (12.24)$$

Продифференцировав уравнение (12.22), приравняв производную нулю и произведя соответствующие преобразования, получим

$$\alpha U^2 + \beta U + \gamma = 0, \qquad (12.25)$$

где

$$\alpha = 3\left[\frac{3_1}{A} + \frac{3_2}{B} + \frac{3_3}{Q} + \frac{3_4}{D}\right];$$
$$\beta = -2\left[\frac{3_1}{A}(U_2 + U_3 + U_4) + \frac{3_2}{B}(U_1 + U_3 + U_4) + \frac{3_3}{Q}(U_1 + U_2 + U_4) + \frac{3_4}{D}(U_1 + U_2 + U_3)\right];$$

$$\left.\begin{aligned}\gamma = &\frac{3_1}{A}(U_2U_3 + U_2U_4 + U_3U_4) + \\ &+ \frac{3_2}{B}(U_1U_3 + U_1U_4 + U_3U_4) + \\ &+ \frac{3_3}{Q}(U_1U_2 + U_1U_4 + U_2U_4) + \\ &+ \frac{3_4}{D}(U_1U_2 + U_1U_3 + U_2U_3).\end{aligned}\right\} \quad (12.26)$$

3) Определение рационального напряжения по трем точкам. В некоторых случаях для выбора рационального напряжения достаточно ограничиться тремя напряжениями. Вопрос о том, какие напряжения выбрать для сравнения, решают с помощью цифрограмм или номограмм (см. § 12.3).

При рассмотрении трех вариантов напряжения задача определения рационального напряжения значительно упрощается. Уравнение Лагранжа для заданных значений $U_1$, $3_1$; $U_2$, $3_2$; $U_3$, $3_3$ записывают в виде

$$F(U) = F_1(U)3_1 + F_2(U)3_2 + F_3(U)3_3, \quad (12.27)$$

где

$$\left.\begin{aligned}F_1(U) &= \frac{1}{A}(U - U_2)(U - U_3); \\ F_2(U) &= \frac{1}{B}(U - U_1)(U - U_3); \\ F_3(U) &= \frac{1}{Q}(U - U_1)(U - U_2);\end{aligned}\right\} \quad (12.28)$$

$$\left.\begin{aligned}A &= (U_1 - U_2)(U_1 - U_3); \\ B &= (U_2 - U_1)(U_2 - U_3); \\ Q &= (U_3 - U_1)(U_3 - U_2).\end{aligned}\right\} \quad (12.29)$$

После преобразования уравнение (12.27) записывают в виде

$$F(U) = \frac{3_1}{A}[U^2 - U(U_2 + U_3) + U_2U_3] + \frac{3_2}{B}[U^2 - U(U_1 + U_3) + U_1U_3] + \frac{3_3}{Q}[U^2 - U(U_1 + U_2) + U_1U_2]. \quad (12.30)$$

Для нахождения рационального напряжения по приведенным годовым затратам дифференцируют уравнение (12.30) по напряжению и приравнивают его нулю

$$\frac{dF(U)}{dU} = \frac{3_1}{A}[2U - (U_2 + U_3)] + \frac{3_2}{B}[2U - (U_1 + U_3)] + \frac{3_3}{Q}[2U - (U_1 + U_2)] = 0, \quad (12.31)$$

откуда

$$U_{\text{рац}} = \frac{\frac{3_1}{A}(U_2 + U_3) + \frac{3_2}{B}(U_1 + U_3) + \frac{3_3}{Q}(U_1 + U_2)}{2\left(\frac{3_1}{A} + \frac{3_2}{B} + \frac{3_3}{Q}\right)}. \quad (12.32)$$

Обозначив

$$\alpha = 2\left(\frac{3_1}{A} + \frac{3_2}{B} + \frac{3_3}{Q}\right);$$

$$\beta = \frac{3_1}{A}(U_2 + U_3) + \frac{3_2}{B}(U_1 + U_3) + \frac{3_3}{Q}(U_1 + U_2), \quad (12.33)$$

в результате получим

$$U_{\text{рац}} = \beta/\alpha. \quad (12.34)$$

Выражения (12.20), (12.25) и (12.34) дают возможность определить нестандартное рациональное напряжение с учетом всех факторов, влияющих на напряжение, по точкам стандартного напряжения с неравными интервалами. Цифрограммы и номограммы позволяют правильно выбрать стандартное рациональное напряжение не только при проектировании систем электроснабжения, но и с учетом изменений, которые будут происходить в системе в дальнейшем.

**Пример 12.1.** Определить годовые приведенные затраты (рис. 12.3). Исходные данные для расчета: генплан, расчетная мощность предприятия равна 5000 кВ·А; расстояние от пункта питания до места потребления электроэнергии составляет 0,9 км; линии питания воздушные; питание потребителей осуществляем по двум линиям; в начале и в конце линий установлены выключатели при наличии на приемной подстанции секционного выключателя; стоимость электроэнергии 0,011 руб/(кВт·ч); трансформация в конце питающей линии отсутствует.

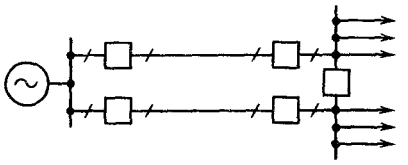


Рис 12.3. Схема электроснабжения к примеру 12.1. Разъединители для упрощения показаны наклонной чертой

Рассматриваем случай, когда питание можно производить на напряжениях 6, 10, 20, 35 или 110 кВ. Для сокращения объема расчетов подробно рассматриваем определение годовых приведенных затрат только на напряжении 10 кВ. Годовые затраты на остальных напряжениях приведены в виде окончательных результатов расчета. Годовые эксплуатационные расходы рассчитываем по формуле

$$C_{э} = C_{р} + C_{к.р} + C_{ч} + C'_{э}$$

или

$$C_{ч} = C_{а} + C_{м} + C'_{э}.$$

Амортизационные расходы на реновацию $C_{р}$ в расчетах не учитываем, поскольку срок службы системы электроснабжения принимаем не менее 30 лет (воздушные линии на бетонных пасынках обеспечивают данный срок эксплуатации). Годовые расходы на эксплуатацию $C'_{э}$, включающие в себя расходы на текущий ремонт, заработную плату, общепроизводственные расходы, принимаем для эксплуатации одинаковыми и исключаем из расчетов как не влияющие на выбор напряжений в вариантах напряжений 6, 10, 20, 35 и 110 кВ. Годовые расходы $C_{ч}$ принимаем равными стоимости потерь электроэнергии в линиях $C_{п}$. Годовые расходы на капитальный ремонт принимаем равными амортизационным отчислениям $C_{а}$. Для воздушных линий амортизационные отчисления принимают равными 6, для подстанций 10%. Следовательно,

$$C_{э} = C_{п} + C_{а}.$$

В соответствии с изложенным выше годовые затраты определяем по выражению

$$З = C_{э} + K_{нз}K.$$

Рассчитаем приведенные затраты при напряжении 10 кВ.

1) Капиталовложения $K_{\Sigma 10} = K_{л10} + K_{э,а10}$, где $K_{л10}$ – стоимость сооружения воздушных линий 10 кВ (линии на деревянных опорах); $K_{э,а10}$ – стоимость электрической аппаратуры напряжением 10 кВ. Все капиталовложения определяем по укрупненным технико-экономическим показателям.

Находим $K_{л10}$. Для определения капиталовложений по сооружению двух цепей линии 10 кВ необходимо знать сечение проводов линий. Выбор сечения проводов производим из расчета обеспечения питания предприятия по одной линии в случае повреждения или отключения другой. Принимаем допустимую перегрузку линии в аварийном режиме равной 1,3; тогда сечение линии должно соответствовать пропускаемой мощности $S_{п}$

$$S_{л} = S_{п} = 5000 : 1{,}3 = 3850 \text{ кВ·А}.$$

Принимаем две цепи линии 10 кВ с проводами А(3 × 70). Для данного сечения линии ее пропускная способность в нормальном режиме работы равна 4600 кВ·А. При полной загрузке потери $\Delta P_{ном} = 116$ кВт/км. Стоимость линии 1,56 тыс. руб/км. Принимая допустимые потери напряжения в аварийном режиме равными 10%, получаем допустимую длину передачи

$$l_{доп} = l_{\Delta U}\Delta U_{доп}\frac{S_{доп}}{S_{авар}} 0{,}49 \cdot 10\ \frac{4600}{5000} \approx 4 \text{ км},$$

что больше действительного расстояния, равного 0,9 км.

Проверку воздушных линий на термическую стойкость к токам КЗ не производят. Механическая прочность и минимальные потери на коронирование на напряжении 10 кВ при сечении 70 мм$^2$ обеспечены. Таким образом, по техническим условиям выбираем две линии 3 × 70 мм$^2$ на деревянных опорах с железобетонными пасынками.

Выбор экономического сечения линий производим упрощенным способом согласно ПУЭ по экономической плотности тока. Для нашего случая $j_{э} = 1$ А/мм$^2$

$$s_{э} = \frac{S_{р}}{2\sqrt{3}U_{ном}j_{э}} = \frac{5000}{2\sqrt{3}\cdot 10\cdot 1} = 144 \text{ мм}^2.$$

Хотя по техническим условиям было бы достаточно передавать заданную мощность по двум линиям с проводами А(3 × 70) мм$^2$, по экономическим соображениям требуется увеличить сечение этих линий до 120 мм$^2$, поэтому окончательно выбираем две линии с проводами А(3 × 120 мм$^2$) на деревянных опорах

$$K_{1км} = 1{,}94 \text{ тыс. руб.}; \quad K_{л10} = 2 \cdot 0{,}9 \cdot 1{,}94 =$$

$$= 3{,}48 \text{ тыс. руб.}$$

Находим $K_{э,а10}$. Для этого рассчитываем ток $I_р$, соответствующий $S_р$,

$$I_р = \frac{S_р}{1{,}3\sqrt{3}\,U_{ном}} = \frac{5000}{1{,}3\sqrt{3}\cdot 10} \approx 220 \text{ А}.$$

Задаваясь условием, что отключающая способность выключателя должна быть не более 350 тыс. кВ·А, выбираем выключатель типа ВМГ10 в комплектном исполнении (КРУ) с приводом ПС-10 стоимостью 1,57 тыс. руб.

Капиталовложения в электрическую аппаратуру составляют

$$K_{э,а10} = 5K_в = 5\cdot 1{,}57 = 7{,}85 \text{ тыс. руб.}$$

Итого капиталовложения в систему электроснабжений 10 кВ

$$K_{\Sigma 10} = K_{л10} + K_{э,а10} = 3{,}48 + 7{,}85 = 11{,}33 \text{ тыс. руб.}$$

2) Эксплуатационные расходы определяем по формуле

$$C_э = C_п + C_а.$$

Находим потери мощности и энергии на 1 км в линиях 10 кВ сечением А(3 × 120). При полной загрузке потери мощности $\Delta P_{н1км} = 136$ кВт. Номинальная загрузка линии $S_{ном} = 6{,}5$ тыс. кВ·А, расчетная загрузка $S_р = 2{,}5$ тыс. кВ·А, при этом коэффициент загрузки $K_з = 2{,}5/6{,}5 \approx 0{,}38$.

Определяем расчетные потери мощности в двух линиях

$$\Delta P_р = 2l\Delta P_{н1км}K_з^2 = 2\cdot 0{,}9\cdot 136(0{,}38)^2 \approx 39{,}2 \text{ кВт}.$$

Задавшись числом часов работы, определим расход электроэнергии на потери при $t_{пот} = 5000$ ч

$$\Delta Э_{а10} = \Delta P_р t_{пот} = 39{,}2\cdot 5000 = 195\,000 \text{ кВт·ч/год}.$$

Стоимость потерь

$$C_{п10} = \Delta Э_{а10}c_0 = 195\,000\cdot 0{,}011\cdot 10^{-3} = 2{,}1 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем годовые амортизационные расходы. Амортизационные отчисления на линии принимаем равными 6%, по подстанции 10%. Следовательно,

$$C_{а,л10} = 0{,}06\cdot 3{,}48 = 0{,}208 \text{ тыс. руб/год};$$

$$C_{а,э,а10} = 0{,}1\cdot 7{,}85 = 0{,}785 \text{ тыс. руб/год};$$

$$C_{а10} = C_{а,л10} + C_{а,э,а10} = 0{,}93 \text{ тыс. руб/год}.$$

Суммарные эксплуатационные расходы

$$C_{э10} = C_{п10} + C_{а10} = 2{,}1 + 0{,}93 \approx 3{,}03 \text{ тыс. руб/год}.$$

В итоге при передаче электроэнергии на напряжении 10 кВ получаем $K_{\Sigma 10} = 11{,}33$ тыс. руб.; $C_{э10} = 3{,}03$ тыс. руб/год.

Годовые приведенные затраты по варианту 10 кВ

$$З_{10} = C_{э10} + 0{,}15K_{\Sigma 10} = 3{,}03 + 0{,}15\cdot 11{,}33 = 4{,}72 \text{ тыс. руб/год}.$$

Подсчитав аналогичным образом годовые затраты на напряжения 6, 20, 35 и 110 кВ, получим

$$З_6 = 6{,}35 \text{ тыс. руб/год}; \; З_{10} = 4{,}72 \text{ тыс. руб/год};$$

$$З_{20} = 4{,}39 \text{ тыс. руб/год}; \; З_{35} = 6{,}76 \text{ тыс. руб/год};$$

$$З_{110} = 15{,}20 \text{ тыс. руб/год}.$$

**Пример 12.2.** Определение рационального напряжения по пяти, четырем и трем стандартным напряжениям и соответствующим им значениям годовых приведенных затрат с применением метода Лагранжа:

$$U_1 = 6 \text{ кВ}; \; З_1 = 6{,}35 \text{ тыс. руб.};$$

$$U_2 = 10 \text{ кВ}; \; З_2 = 4{,}72 \text{ тыс. руб.};$$

$$U_3 = 20 \text{ кВ}; \; З_3 = 4{,}39 \text{ тыс. руб.};$$

$$U_4 = 35 \text{ кВ}; \; З_4 = 6{,}76 \text{ тыс. руб.};$$

$$U_5 = 110 \text{ кВ}; \; З_5 = 15{,}20 \text{ тыс. руб.}$$

1) Определение рационального напряжения по пяти точкам. В соответствии с (12.20) запишем уравнение

$$\alpha U^3 + \beta U^2 + \gamma U + \delta = 0.$$

Коэффициенты $\alpha$, $\beta$, $\gamma$, $\delta$ определяем из (12.21)

$$\alpha = 4\left[\frac{6{,}35}{168\,895} + \frac{4{,}72}{(-100\,000)} + \frac{4{,}39}{189\,000} + \frac{6{,}76}{(-815\,625)} + \frac{15{,}20}{70\,200\,000}\right] = 0{,}0000227;$$

$$\beta = -3\left[\frac{6{,}35}{168\,896}(10+20+35+110) - \right.$$
$$-\frac{4{,}72}{100\,000}(6+20+35+110)+$$
$$+\frac{4{,}39}{189\,000}(6+10+35+110)-$$
$$-\frac{6{,}76}{815\,625}(6+10+20+110)+$$
$$\left.+\frac{15{,}20}{70\,200\,000}(6+10+20+35)\right]=$$
$$=-0{,}0032;$$

$$\gamma = 2\left[\frac{6{,}35}{168\,896}(10\cdot 20+10\cdot 35+10\cdot 110+\right.$$
$$+20\cdot 35+20\cdot 110+35\cdot 110)-$$
$$-\frac{4{,}72}{100\,000}(6\cdot 20+6\cdot 35+6\cdot 110+$$
$$+20\cdot 35+20\cdot 110+35\cdot 110)+$$
$$+\frac{4{,}39}{189\,000}(6\cdot 10+6\cdot 35+6\cdot 110+$$
$$+10\cdot 35+10\cdot 110+35\cdot 110)-$$
$$-\frac{6{,}76}{815\,625}(6\cdot 10+6\cdot 20+6\cdot 110+$$
$$+10\cdot 20+10\cdot 110+20\cdot 110)+$$
$$+\frac{15{,}20}{70\,200\,000}(6\cdot 10+6\cdot 20+6\cdot 35+$$
$$\left.+10\cdot 20+10\cdot 35+20\cdot 35)\right]=0{,}122;$$

$$\delta = -\left[\frac{6{,}35}{168\,896}(10\cdot 20\cdot 35+10\cdot 20\cdot 110+\right.$$
$$+10\cdot 35\cdot 110+20\cdot 35\cdot 110)-$$
$$-\frac{4{,}72}{100\,000}(6\cdot 20\cdot 35+6\cdot 20\cdot 110+$$
$$+6\cdot 35\cdot 110+20\cdot 35\cdot 110)+$$
$$+\frac{4{,}39}{189\,000}(6\cdot 10\cdot 35+6\cdot 10\cdot 110+$$
$$+6\cdot 35\cdot 110+10\cdot 35\cdot 110)-$$
$$-\frac{6{,}76}{815\,625}(6\cdot 10\cdot 20+6\cdot 10\cdot 110+$$
$$+6\cdot 20\cdot 110+10\cdot 20\cdot 110)+$$
$$+\frac{15{,}20}{70\,200\,000}(6\cdot 10\cdot 20+6\cdot 10\cdot 35+$$
$$\left.+6\cdot 20\cdot 35+10\cdot 20\cdot 35)\right]=-1{,}20.$$

Величины $A$, $B$, $Q$, $D$, $E$ определяем из (12.19)

$$A=(6-10)(6-20)(6-35)(6-110)=168\,896;$$
$$B=(10-6)(10-20)(10-35)(10-110)=$$
$$=-100\,000;$$
$$Q=(20-6)(20-10)(20-35)(20-110)=$$
$$=189\,000;$$
$$D=(35-6)(35-10)(35-20)(35-110)=$$
$$=-815\,625;$$
$$E=(110-6)(110-10)(110-20)(110-35)=$$
$$=70\,200\,000.$$

Подставив значения коэффициентов $\alpha$, $\beta$, $\gamma$, $\delta$ в (12.20), получим

$$0{,}0000227U^3-0{,}0032U^2+0{,}122U-1{,}2=0.$$

Решаем полученное уравнение относительно $U$

$$U_1=15{,}4\ \text{кВ};\ U_2=38{,}7\ \text{кВ};\ U_3=38{,}2\ \text{кВ}.$$

Теперь найденные значения $U_1$, $U_2$, $U_3$ надо было бы подставить в выражение для затрат и выбрать $U_{\text{рац}}$, для которого затраты минимальны. Однако из исходных данных примера преимущество напряжения $U_1=15{,}4$ кВ является очевидным.

2) Определение рационального напряжения по четырем точкам. В соответствии с выражением (12.25) записываем уравнение

$$\alpha U^2+\beta U+\gamma=0.$$

Коэффициенты $\alpha$, $\beta$, $\gamma$ определяем из уравнения (12.26)

$$\alpha = 3\left[\frac{6{,}35}{-1624}+\frac{4{,}72}{1000}+\frac{4{,}39}{(-2100)}+\right.$$
$$\left.+\frac{6{,}76}{10\,875}\right]=-0{,}0021;$$

$$\beta = -2\left[\frac{6{,}35}{(-1624)}(10+20+35)+\right.$$
$$+\frac{4{,}72}{1000}(6+20+35)+$$
$$+\frac{4{,}39}{(-2100)}(6+10+35)+$$
$$\left.+\frac{6{,}75}{10\,875}(6+10+20)\right]=0{,}108;$$

$$\gamma = -\frac{6{,}35}{1624}(10\cdot 20 + 10\cdot 35 + 20\cdot 35) +$$
$$+\frac{4{,}72}{1000}(6\cdot 20 + 6\cdot 35 + 20\cdot 35) -$$
$$-\frac{4\cdot 39}{2100}(6\cdot 10 + 6\cdot 35 + 10\cdot 35) +$$
$$+\frac{6{,}76}{10\,875}(6\cdot 10 + 6\cdot 20 + 10\cdot 20) = -1{,}11.$$

Величины $A$, $B$, $Q$, $D$ определяем из (12.24)

$$A = (6-10)(6-20)(6-35) = -1624;$$
$$B = (10-6)(10-20)(10-35) = 1000;$$
$$Q = (20-6)(20-10)(20-35) = -2100;$$
$$D = (35-6)(35-10)(35-20) = 10\,875.$$

Подставив значения $\alpha$, $\beta$, $\gamma$ в (12.25), получим

$$-0{,}0021U^2 + 0{,}108U - 1{,}11 = 0;$$
$$U_{1\,2} = 25{,}5 + \sqrt{25{,}5^2 - 528};$$
$$U_1 = 15{,}5 \text{ кВ};$$
$$U_2 = 35{,}5 \text{ кВ}.$$

Сопоставив затраты при 15,5 и 35,5 кВ (расчет не приводится), найдем, что $U_{\text{рац}} = 15{,}5$ кВ.

3) Определение рационального напряжения по трем точкам. В соответствии с (12.32) запишем

$$U_{\text{рац}} = \frac{\frac{3_1}{A}(U_2+U_3) + \frac{3_2}{B}(U_1+U_3) + \frac{3_3}{Q}(U_1+U_2)}{2\left(\frac{3_1}{A} + \frac{3_2}{B} + \frac{3_3}{Q}\right)} =$$
$$= \frac{\frac{6{,}35}{56}(10+20) - \frac{4{,}72}{40}(6+20) + \frac{4{,}39}{140}(6+10)}{2\left(\frac{6{,}35}{56} - \frac{4{,}72}{40} + \frac{4{,}39}{140}\right)} =$$
$$= 15{,}6 \text{ кВ}.$$

Сравнивая расчеты по пяти (15,4 кВ), четырем (15,5 кВ) и трем (15,6 кВ) точкам, видим, что результаты практически одинаковы. Из изложенного следует, что определение рационального напряжения, как правило, достаточно производить по трем точкам.

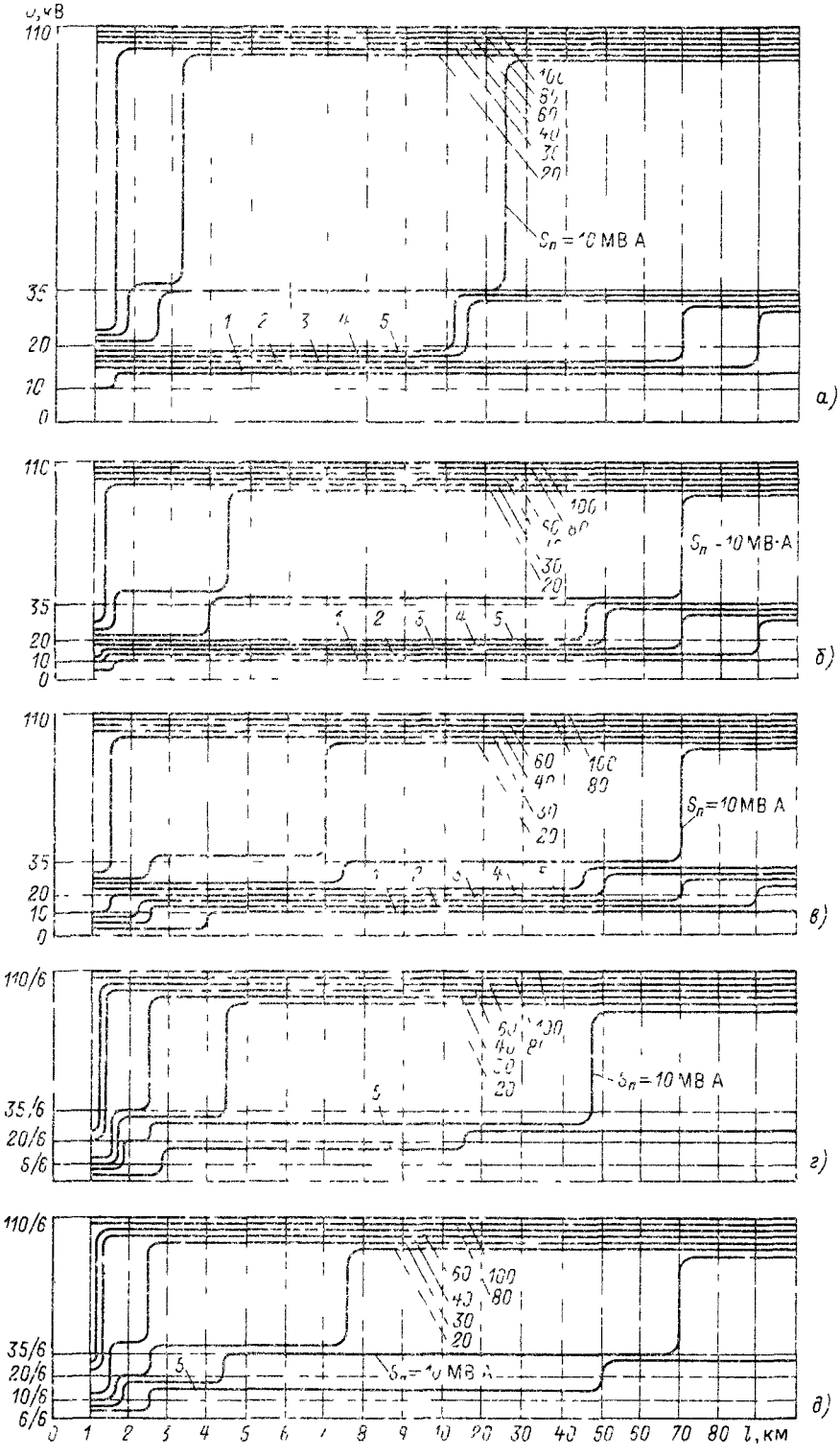


## 12.3. ПРИБЛИЖЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Расчеты затрат при определении рационального напряжения требуют большой дополнительной работы. Для экономии затрат труда в этих случаях выполнены расчеты, в которых нагрузка, потребляемая промышленными предприятиями, изменялась в пределах 1000 – 100 000 кВ·А, расстояние от источника питания до предприятий – от 1 до 100 км, стоимость электроэнергии – от 0,4 до 1,1 коп/(кВт·ч). Схемы были даны для систем питания без трансформации (рис. 12.3) и с трансформацией напряжения. Рассматривались воздушные и кабельные линии. На основании таких расчетов для сроков окупаемости 6 – 12 лет составлены приводимые ниже номограммы, позволяющие быстро определять приближенное значение рационального стандартного напряжения (рис. 12.4). Зная это напряжение, можно взять для расчетов еще два ближайших стандартных напряжения (одно выше, другое ниже найденного и получить, таким образом, три точки, по которым необходимо определить точное значение нестандартного рационального напряжения. Вместо номограмм, представленных на рис. 12.4, можно использовать также цифрограммы. Пример цифрограмм при стоимости электроэнергии $c_0 = 1{,}1$ коп/(кВт·ч) для системы электроснабжения без трансформации в конце питающей линии приведен в табл. 12.2.

## 12.4. ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ РАВНОМЕРНО РАСПРЕДЕЛЕННОЙ НАГРУЗКЕ

В результате расчетов по определению рационального напряжения промышленных предприятий с равномерной нагрузкой (по площади цехов), а также для некоторых районов Москвы и других городов с различными коэффициентами застройки, разной этажностью установлено, что хотя эти показатели и влияют на выбор рационального напряжения, но решающим фактором в определении $U_{\text{рац}}$ является удельная нагрузка (кВт/м$^2$). На рис. 12.5 приведена номограмма, по которой определяют рациональное напряжение в зависимости от удельной нагрузки и стоимости электроэнергии [от 0,001 до 0,01 руб/(кВт·ч)]. Для городов данная номограмма составлена для условий, когда коэффициент застройки лежит в пределах 0,1 – 0,15. Учитывая, что происходит рост нагрузки, и зная прирост нагрузки по


U, кВ
110
35
20
10
0
100
80
60
40
30
20
$S_n$ = 10 МВ А
1 2 3 4 5
а)
$S_n$ - 10 МВ·А
б)
$S_n$=10 МВ А
в)
110/6
35/6
20/6
6/6
г)
10/6
д)
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 20 30 40 50 60 70 80 l, км

годам, можно удельную нагрузку на номограмме заменить годом, когда ожидается эта нагрузка (рис. 12.5). Пользуясь такими номограммами, можно решать вопрос о выборе рационального напряжения с учетом перспективы, что очень важно, так как электрические сети служат до перехода на новое напряжение примерно 20 – 30 лет.

Так, например, при стоимости электроэнергии в 1980 г. $c_0 = 1$ коп/(кВт·ч) (удельная нагрузка 20 Вт/м$^2$) рациональное напряжение составило 14,5 кВ. При нагрузке 40 Вт/м$^2$ в 1990 г. ожидаемая стоимость электроэнергии составила 0,8 коп/(кВт·ч), а рациональное напряжение 21 кВ; наконец, при нагрузке 60 Вт/м$^2$ в 2000 г. и стоимости электроэнер-

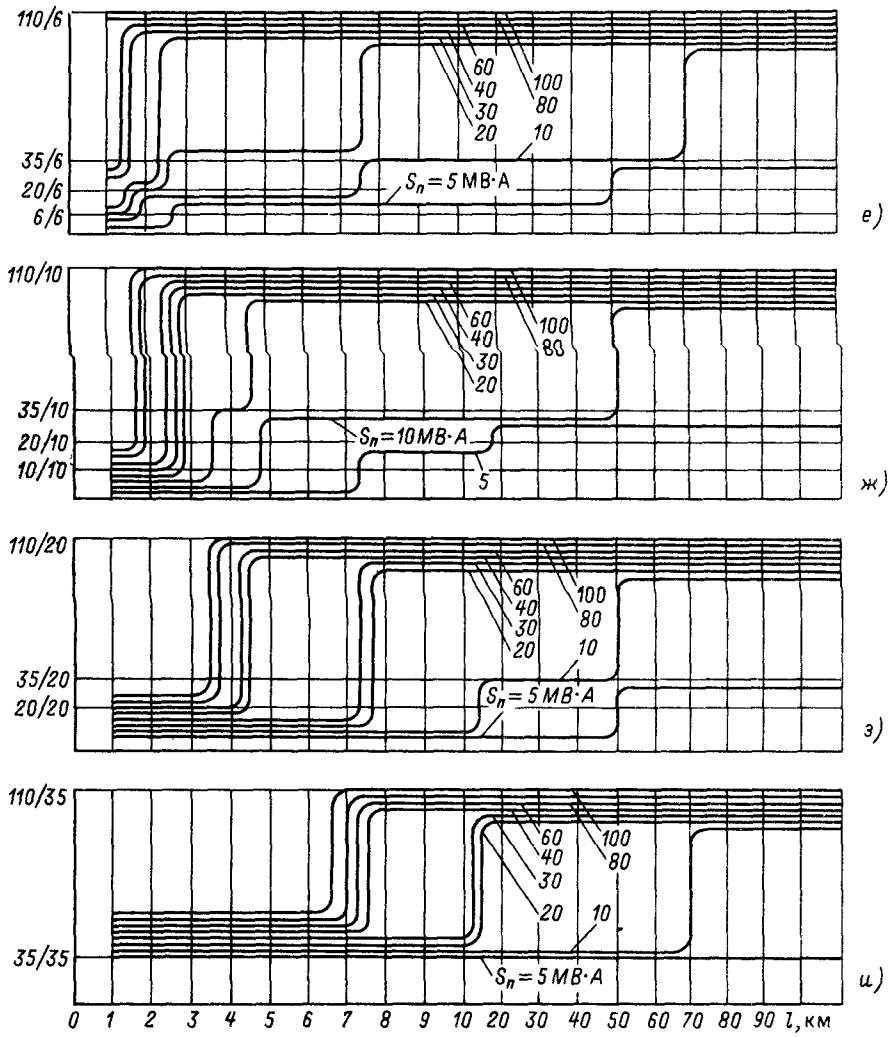



Рис. 12.4. Номограммы для приближенного определения рационального напряжения системы электроснабжения промышленных предприятий в зависимости от передаваемой мощности $S_п$, длины питающих линий $l$, схемы питания, конструктивного выполнения линии и стоимости электроэнергии:

*а, г, ж, з, и* – $c_0 = 1{,}1$ коп/(кВт·ч); *б, д* – $c_0 = 0{,}8$ коп/(кВт·ч); *в, е* – $c_0 = 0{,}4$ коп/(кВт·ч); *а, б, в* – для выбора напряжения без трансформации в конце питающей линии; *г, д, е* – с трансформацией на 6 кВ; *ж* – то же на 10 кВ; *з* – то же на 20 кВ; *и* – то же на 35 кВ

Таблица 12.2. **Области ориентировочных значений рационального напряжения**

| $S$, тыс кВ А | Длина линии $l$, км | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 10 | 20 | 30 | 40 | 60 | 80 | 100 |
| 1000 | 10 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| 2000 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 35 |
| 3000 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 35 | 35 |
| 4000 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 |
| 5000 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 |
| 10 000 | 20 | 20 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 |
| 20 000 | 20 | 35 | 35 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 |
| 30 000 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 |
| 40 000 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 |
| 60 000 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 |
| 80 000 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 |
| 100 000 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 | 110 |

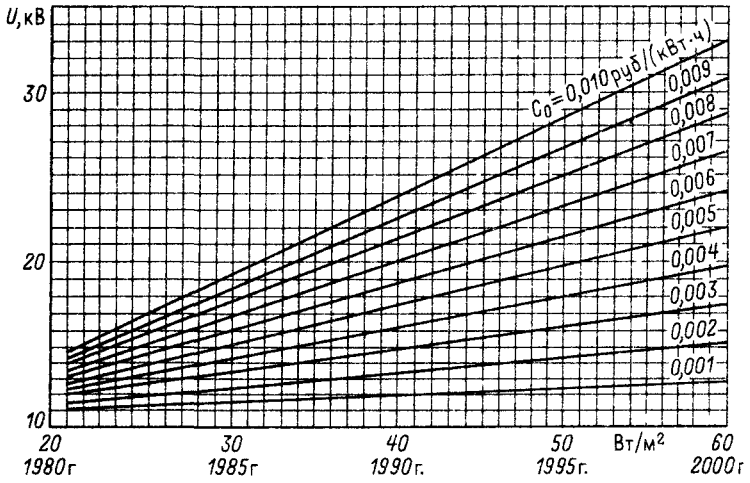



Рис. 12.5 Номограмма для приближенного определения рационального напряжения в зависимости от удельной нагрузки

гии 0,6 коп/(кВт·ч) рациональное напряжение составит 18,5 кВ. Таким образом, в данном конкретном случае оказалось, что в течение 20 лет рациональное напряжение находилось примерно на одном уровне.

## 12.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ ПЛАНИРОВАНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТА

Метод оптимизации систем электроснабжения промышленных предприятий с использованием теории планирования эксперимента, получившей широкое распространение во всех областях науки и техники, был разработан в МЭИ и состоит в получении математических моделей, связывающих значение оптимизирующего параметра с факторами, оказывающими наибольшее влияние на выбор напряжения. В данном случае в качестве оптимизирующего параметра выбрано рациональное напряжение для систем внутризаводского электроснабжения. В качестве факторов взяты следующие: $S_\Sigma$ – суммарная нагрузка предприятия, кВ А, $l_{ср}$ – средняя длина линии распределительной сети, км; $c_0$ – стоимость 1 кВт потерь электроэнергии в год, руб/(кВт·год); $\beta$ – отношение нагрузки потребителей (6 кВ) ко всей нагрузке предприятия, %; $\alpha$ – отношение числа часов работы предприятия в году $T_г$ к числу использования максимума нагрузки $T_м$. Приводимые ниже математические модели для определения рацио-

Таблица 12.3. **Диапазоны варьирования факторов**

| Факторы | Базовый уровень $x_{i6}$ | Шаг варьирования $\Delta x_i$ | Верхний уровень $x_{imax}$ | Нижний уровень $x_{imin}$ |
|---|---|---|---|---|
| $x_1 - S_\Sigma$, кВ·А | 30 000 | 20 000 | 50 000 | 10 000 |
| $x_2 - l_{ср}$, км | 0,6 | 0,4 | 1 | 0,2 |
| $x_3 - \gamma$, руб/(кВт·год) | 70 | 30 | 100 | 40 |
| $x_4 - \beta$, % | 6 | 4 | 10 | 2 |
| $x_5 - a$, % | 1,3 | 0,1 | 1,4 | 1,2 |

нального напряжения разработаны для предприятий средней мощности, работающих в одну и более смен. В соответствии с этим выбраны диапазоны варьирования по каждому влияющему фактору, приведенные в табл. 12.3.

Все влияющие факторы в математических моделях используем в кодированном виде, переход к которому осуществляем по формуле

$$X_i = \frac{x_i - x_{i6}}{\Delta x_i}, \qquad (12.35)$$

где $X_i$ – кодированное значение данного фактора; $x_i$ – действительное значение фактора; $x_{i6}$ – базовый уровень данного фактора; $\Delta x_i$ – шаг варьирования данного фактора.

Кроме факторов, перечисленных выше, на выбор рационального напряжения значительное влияние оказывает схема распределения электроэнергии по территории промышленного предприятия. Ниже приведены математические модели для выбора $U_{рац}$, кВ, для наиболее распространенных схем внутризаводского электроснабжения:

радиальная одноступенчатая схема

$$U_{рац} = 7,59 + 0,74x_1 + 1,21x_2 + 0,27x_3 - 1,18x_4 + 0,61x_1x_2 + 0,22x_2x_3 + 0,20x_2x_4; \qquad (12.36)$$

магистральная схема с двойными сквозными магистралями

$$U_{рац} = 8,07 + 0,92x_1 + 1,45x_2 + 0,37x_3 - 1,33x_4 - 0,14x_5 + 0,67x_1x_2 + 0,20x_1x_3 + 0,24x_2x_3 + 0,29x_2x_4. \qquad (12.37)$$

*При выборе $U_{рац}$ по (12.36) и (12.37)* получаем, как правило, нестандартное рациональное напряжение. Для определения рационального стандартного напряжения необходимо определить приведенные затраты для ближайшего большего и ближайшего меньшего к расчетному значений нестандартного $U_{рац}$. Приведенные затраты для стандартных напряжений определяем также с помощью математических моделей, полученных с применением теории планирования эксперимента для радиальной и магистральной схем с учетом влияющих факторов, перечисленных выше. Математические модели приведены для рациональных напряжений 6, 10, 20 кВ, которые наиболее применимы для систем внутризаводского электроснабжения.

Радиальная одноступенчатая схема, тыс. руб/год,

$$З_{\Sigma 6} = 87,33 + 42,43x_1 + 10,93x_2 + 12,37x_3 - 2,13x_4 + 5,99x_1x_2 + 7,71x_1x_3; \qquad (12.38)$$

$$З_{\Sigma 10} = 87,15 + 41,20x_1 + 8,27x_2 + 11,95x_3 + 3,88x_1x_2 + 7,43x_1x_3; \qquad (12.39)$$

$$З_{\Sigma 20} = 107,94 + 45,13x_1 + 14,27x_2 + 10,61x_3 + 3,14x_4 + 4,55x_1x_2 + 6,44x_1x_3. \qquad (12.40)$$

Магистральная схема с двойными сквозными магистралями, тыс. руб/год,

$$З_{\Sigma 6} = 89,67 + 40,31x_1 + 10,22x_2 + 13,31x_3 - 2,96x_3 + 6,04x_1x_2 + 8,25x_1x_3; \qquad (12.41)$$

$$З_{\Sigma 10} = 88,55 + 44,48x_1 + 7,05x_2 + 12,46x_3 - 2,61x_3 + 3,69x_1x_2 + 7,57x_1x_3; \qquad (12.42)$$

$$З_{\Sigma 20} = 106,21 + 47,80x_1 + 9,79x_2 + 11,23x_3 - 2,41x_3 + 3,12x_1x_2 + 6,60x_1x_3. \qquad (12.43)$$

**Пример 12.3.** Определение рационального напряжения при радиальной схеме внутреннего электроснабжения. На рис. 12.6 в масштабе 1 : 2000 представлен генеральный

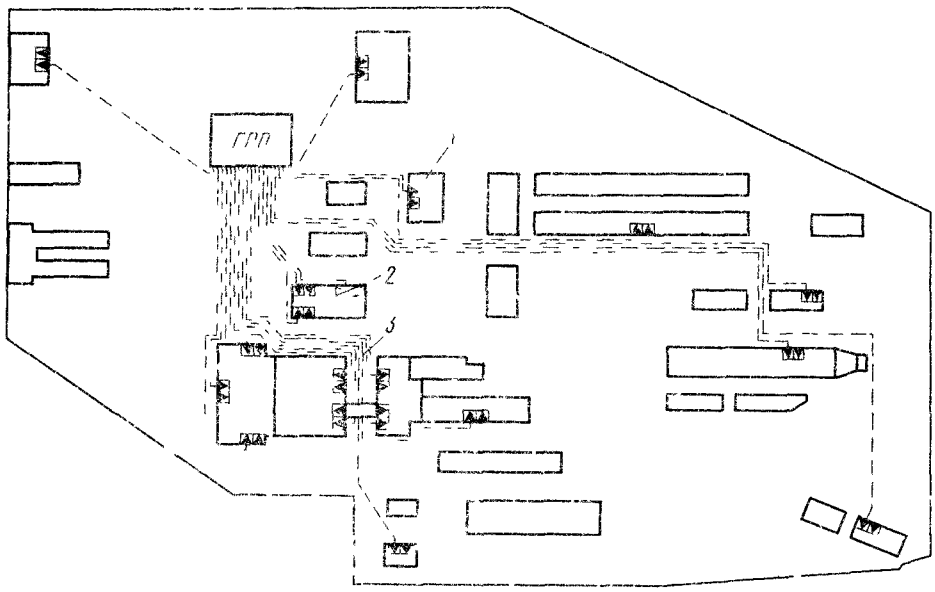



Рис. 12.6. Генеральный план промышленного предприятия с радиальной схемой электроснабжения:
*1* – цеховые ТП, *2* – РП 6 кВ, *3* – кабельные линии

план промышленного предприятия с нанесенной на него схемой электроснабжения. Из расчета электрических нагрузок и задания на проект известны следующие данные: общая расчетная нагрузка цеховых трансформаторных подстанций $\sum S_{р,т,п} = 43450$ кВ·А; общая расчетная нагрузка двигателей 6 кВ $\sum S_{р,д} = 2600$ кВ·А; стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии $c_0 = 0{,}012$ руб/(кВт·ч); продолжительность работы предприятия в году $T_г = 6400$ ч; число часов использования максимума нагрузки $T_м = 4850$ ч; коэффициент разновременности максимумов нагрузки на шинах ГПП $K_{р,м} = 0{,}95$.

Приводим натуральные значения факторов (исходные данные) к кодированному виду. С этой целью используем (12.35) и табл. 12.3. Фактор $x_1$ – суммарная нагрузка на шинах ГПП

$$S_Σ = (\sum S_{р,т,п} + \sum S_{р,д}) K_{р,м} =$$
$$= (43\,540 + 2600) \cdot 0{,}95 = 43\,800 \text{ кВ·А};$$

$$X_1 = \frac{x_1 - x_{1б}}{\Delta x_1} =$$
$$= \frac{43\,800 - 30\,000}{20\,000} = 0{,}69.$$

Фактор $x_2$ – средняя длина кабельной линии

$$l_{ср} = \frac{\sum_1^n l_i}{n}, \qquad (12.44)$$

где $n$ – общее число кабельных линий, отходящих от ГПП к цеховым ТП или РП 6 кВ; $l_i$ – длины этих линий, определяемые по генеральному плану. На рис. 12.6 показана половина общего числа линий ($n = 38$), цеховые ТП – двухтрансформаторные, а РП 6 кВ – двухсекционные. Определив $l_i$ по генеральному плану и подставив их значения в (12.44), найдем

$$(0{,}12 \cdot 2 + 0{,}15 \cdot 2 + 0{,}14 \cdot 2 + 0{,}21 \cdot 2 + 0{,}29\ 2 +$$
$$+ 0{,}23 \cdot 2 + 0{,}28 \cdot 2 + 0{,}42 \cdot 2 + 0{,}21 \cdot 2 +$$
$$+ 0{,}27 \cdot 2 + 0{,}53 \cdot 2 + 0{,}37 \cdot 2 + 0{,}36 \cdot 2 +$$
$$+ 0{,}14\ 2 + 0{,}70 \cdot 2 + 0{,}20 \cdot 2 +$$
$$+ 0{,}15 \cdot 2) . 38 = 0{,}286 \text{ км};$$

$$X_2 = \frac{x_2 - x_{2б}}{\Delta x_2} = \frac{0{,}286 - 0{,}6}{0{,}4} = -0{,}78$$

Фактор $x_3$ – стоимость 1 кВт год потерь электроэнергии $C_0 = c_0 T_г =$ $= 0{,}012 \cdot 6400 = 77$ руб (кВт·год);

$$X_3 = \frac{x_3 - x_{3б}}{\Delta x_3} = \frac{77 - 70}{30} = 0{,}23.$$

Фактор $x_4$ – отношение нагрузки двигателей 6 кВ ко всей нагрузке предприятия

$$\beta = \frac{\sum S_{р.д}}{\sum S_{р.т.п} + \sum S_{р.д}} = \frac{2600}{43\,540 + 2600} \cdot 100 = 5{,}63\%;$$

$$X_4 = \frac{x_4 - x_{4б}}{\Delta x_4} = \frac{5{,}63 - 6}{4} = -0{,}097.$$

Подставив найденные значения факторов в (12.36), получим

$$U_{рац} = 7{,}59 + 0{,}74 \cdot 0{,}69 + 1{,}21(-0{,}78) + 0{,}27 \cdot 0{,}23 - 1{,}18(-0{,}09) + 0{,}61 \cdot 0{,}69(-0{,}78) + 0{,}22(-0{,}78)(0{,}23) + 0{,}20(-0{,}78)(-0{,}09) = 6{,}97 \text{ кВ}.$$

Для определения стандартного рационального напряжения воспользуемся выражениями (12.38) и (12.39), т. е. рассчитаем годовые затраты для ближайшего большего и ближайшего меньшего стандартного напряжения

$$З_{\Sigma 6} = 109{,}30 \text{ тыс. руб/год};$$

$$З_{\Sigma 10} = 111{,}17 \text{ тыс. руб/год}.$$

Рациональным стандартным напряжением для данной системы электроснабжения является 6 кВ.

**Пример 12.4.** Определение рационального напряжения при магистральной схеме внутреннего электроснабжения. Предполагаем, что на указанном выше предприятии решено рассмотреть вариант выполнения схемы с двойными сквозными магистралями (рис. 12.7). Значения факторов, кроме $x_2$, здесь сохраняются неизменными. Значение $l_{ср}$ вычисляем следующим образом. В (12.44) подставляем длины $l_{1i}$ магистральных линий от ГПП до первых по этим линиям ТП и длины $l_i$ линий от ГПП до РП 6 кВ. Расстояния между смежными по одной магистральной линии ТП не учитываем, поскольку их средние значения заложены в модели (12.37). Определив $l_{1i}$ по генеральному плану, находим по (12.44) с учетом $n = 18$

$$l_{ср} = (0{,}12 \cdot 2 + 0{,}14 \cdot 2 + 0{,}21 \cdot 2 + 0{,}28 \cdot 2 + 0{,}21 \cdot 2 + 0{,}53 \cdot 2 + 0{,}14 \cdot 2 + 0{,}14 \cdot 2 + 0{,}15 \cdot 2) : 18 = 0{,}214 \text{ км};$$

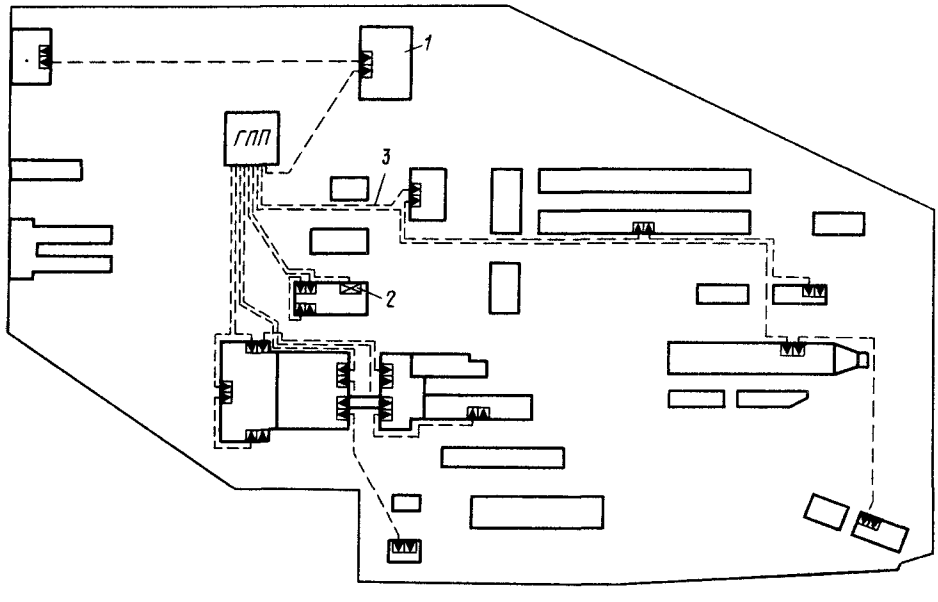



Рис. 12.7. Генеральный план промышленного предприятия с магистральной схемой электроснабжения:

Обозначения те же, что и на рис. 12.6

$$X_2 = \frac{x_2 - x_{2б}}{\Delta x_2} = \frac{0{,}214 - 0{,}6}{0{,}4} = -0{,}96.$$

Фактор $x_5$ – неравномерность графика электрических нагрузок

$$A = \frac{T_г}{T_м} = \frac{6400}{4850} = 1{,}32;$$

$$X_5 = \frac{x_5 - x_{5б}}{\Delta x_5} = \frac{1{,}32 - 1{,}30}{0{,}1} = 0{,}20.$$

Подставляя полученные значения факторов в (12.37), получаем

$$U_{рац} = 8{,}07 + 0{,}92 \cdot 0{,}69 + 1{,}45(-0{,}96) + 0{,}37 \cdot 0{,}23 - 1{,}33(-0{,}09) - 0{,}14 \cdot 0{,}20 + 0{,}67 \cdot 0{,}69(-0{,}96) + 0{,}20 \cdot 0{,}69 \cdot 0{,}23 + 0{,}24(-0{,}96) \cdot 0{,}23 + 0{,}29(-0{,}96) \cdot 0{,}09 = 7{,}05 \text{ кВ};$$

$З_{\Sigma 6} = 111{,}77$ тыс. руб/год;

$З_{\Sigma 10} = 113{,}80$ тыс. руб/год;

$U_{рац} = 6$ кВ.

В примерах 12.3 и 12.4 затраты на систему электроснабжения 6 кВ оказались на 2% меньше затрат на систему электроснабжения 10 кВ. Если предполагается дальнейшее расширение предприятия и увеличение его мощности, то в качестве рационального напряжения с учетом развития предприятия целесообразнее в данном случае выбрать напряжение 10 кВ.

РАЗДЕЛ ТРИНАДЦАТЫЙ

# ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНЫХ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И ЖИЛ КАБЕЛЕЙ

## 13.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Сечения проводов и жил кабелей выбирают в зависимости от технических и экономических факторов.

К техническим факторам, влияющим на выбор сечений, относят:

1) нагрев от длительного выделения тепла рабочим (расчетным) током;

2) нагрев от кратковременного выделения тепла током КЗ;

3) потери (падение) напряжения в жилах кабелей или проводах воздушных линий от проходящего по ним тока в нормальном и аварийном режимах;

4) механическая прочность;

5) коронирование – фактор, зависящий от применяемого напряжения, сечения провода и окружающей среды.

Влияние и учет перечисленных факторов при выборе воздушных и кабельных линий неодинаковы. В табл. 13.1 приведены особенности, присущие кабельным и воздушным линиям.

При выборе сечения провода или жилы кабеля по техническим условиям приняты следующие условные обозначения: $s_н$ – минимально допустимое сечение по нагреву; $s_{т,с}$ – минимально допустимое сечение по термической стойкости к току КЗ; $s_м$ – минимально допустимое значение по механической прочности; $s_к$ – минимально допустимое сечение по условиям коронирования; $S_{\Delta u}$ – минимально допустимое сечение по потерям напряжения.

Из этих сечений только сечения $s_м$ и $s_к$ для кабелей выбирают без расчетов, как стандартные сечения. Остальные сечения нестандартные, и по полученным из расчетов значениям нестандартного сечения выбирают стандартное. При выборе стандартного сечения исходят из следующего.

1) При выборе сечения по термической стойкости $s_{т,с}$ выбирают ближайшее меньшее сечение. Основанием для этого является повышенный процент ошибки, заложенный в самом методе расчета, в сторону превышения сечений.

2) Выбор сечения по механической прочности $s_м$ для кабельных линий решается просто. Кабели выпускают с условием того, что самое малое (начальное в таблице) сечение является механически стойким. Для воздушных линий выбирают ближайшее большее стандартное сечение.

3) При выборе сечения по условиям короны $s_к$ для проводов воздушных линий выбирают ближайшее большее сечение. Для кабельных линий этот вопрос решен заводами, выпускающими кабели на каждое стандартное напряжение.

4) По потерям напряжения $s_{\Delta u}$ выбирают ближайшее большее сечение. Однако в неко-

торых случаях, когда расчетное сечение близко к стандартному, можно принять и меньшее. Например, полученное расчетное сечение равно 36,5 мм$^2$; можно принять сечение 35 мм$^2$. Это решение принято на основании конкретных данных о достоверности электрических нагрузок, положенных в основу расчета.

5) При выборе сечения по нагреву $s_н$ выбирают ближайшее большее сечение. Во всех случаях не следует стремиться повышать сечение без достаточных на то оснований.

6) После того как определено минимально допустимое сечение провода по техническим условиям $s_т$, его сравнивают с экономически целесообразным сечением.

Выбор экономически целесообразного сечения по ПУЭ производят по экономической плотности тока в зависимости от материала провода и числа часов использования максимума нагрузки в соответствии с выражением

$$s_э = I_р/j_э, \qquad (13.1)$$

где $I_р$ – расчетный ток; $j_э$ – экономическая плотность тока.

Этот выбор экономического сечения не соответствует другим утвержденным положениям об экономических соображениях при решении всех электротехнических вопросов, нуждающихся в экономической оценке. Последнее определяется выражением $З = C_э + 0{,}12K$.

Таблица 13.1. **Факторы, влияющие на выбор сечений воздушных и кабельных линий**

| Фактор | Особенности выбора сечения линий | |
|---|---|---|
| | кабельных | воздушных |
| Нагрев рабочим (расчетным) током | Температура нагрева, а следовательно, и ток ограничиваются допустимой температурой для изоляции и зависят от материала изоляции жил кабеля. Сечение выбирают по таблицам ПУЭ, которые учитывают температуру жилы кабеля | Допустимая температура нагрева ограничена механической прочностью. Сечение выбирают по таблицам ПУЭ, которые учитывают допустимую температуру нагрева |
| | Выбираемое сечение обычно должно быть больше расчетного. По таблицам берут сечение, допускающее ближайший больший или одинаковый ток по сравнению с расчетным | |
| Нагрев от кратковременного выделения током КЗ | Температура нагрева определяется как значением тока, так и временем его прохождения. Расчет ведут по количеству тепла, выделяемого за определенный промежуток времени и вызывающего нагрев жилы кабеля Сечение выбирают ближайшее меньшее по сравнению с расчетным | Температура провода от прохождения тока КЗ ограничивается снижением механической прочности провода в связи с нагреванием его током КЗ. Сечение выбирают ближайшее меньшее по сравнению с расчетным |
| Потери напряжения в жилах кабеля или проводах ВЛ | Имеют одинаковое значение как для кабельных, так и для воздушных линий и различаются только разными значениями их индуктивного и емкостного сопротивлений | |
| Механическая прочность | Механическая прочность жил кабеля определяется механической нагрузкой на жилы и оболочку кабеля от полной собственной массы кабеля при его прокладке, протяжке и подвеске. Нагрузку учитывают при проектировании прокладки кабеля, она определяет минимально допустимое сечение жил кабеля для изготовления его на каждом напряжении. По этой причине в справочных таблицах ПУЭ на каждом напряжении сечение кабелей начинается с допустимого по механической прочности | Механическую прочность проводов рассчитывают при проектировании воздушных линий. Сечение проводов воздушных линий по механической прочности выбирают в зависимости от собственной массы, а также от силы ветра и массы гололеда, возможных в данном географическом районе |

*Продолжение табл. 13.1*

| Фактор | Особенности выбора сечения линий | |
|---|---|---|
| | кабельных | воздушных |
| Коронирование | Коронный разряд происходит в резко неоднородном поле и начинается у электрода с малым радиусом кривизны (жилы кабеля или провода) при напряженности поля, равной критической. Увеличение радиуса кривизны приводит к снижению напряженности поля и предотвращению коронирования | |
| | Существование коронного разряда в изоляции кабелей недопустимо, поскольку оно приводит к разложению изоляции и в дальнейшем к пробою ее. Исходя из указанного выше положения сечение жил кабеля выбирают для случая полного отсутствия коронирования. По этой причине в одинаковых условиях минимально допустимое к применению сечение жил кабеля всегда будет выше, чем у воздушных линий. В таблицах ПУЭ минимальные сечения жил кабелей обеспечивают отсутствие коронирования | Существование коронного разряда около проводов воздушных линий не нарушает ее изоляции, но ведет к увеличению потерь электроэнергии на коронирование. Исходя из этого положения выбор сечения проводов воздушной линии производят по условию отсутствия коронирования при хорошей погоде. При плохой погоде (дождь, туман) имеет место коронирование, которое приводит к повышению потерь |
| Экономическая целесообразность | Сечение должно выбираться по годовым затратам в соответствии с расчетом. При выборе сечения принимают ближайшее меньшее стандартное по отношению к расчетному (нестандартному) сечение | |

На самом деле, если рассмотреть условия передачи некоторой постоянной расчетной мощности или тока при постоянной длине, то передача может быть осуществлена при помощи кабельных или воздушных линий разных сечений. При этом затраты будут изменяться и не может быть речи о каком-то постоянном экономически целесообразном сечении, определяемом по (13.1).

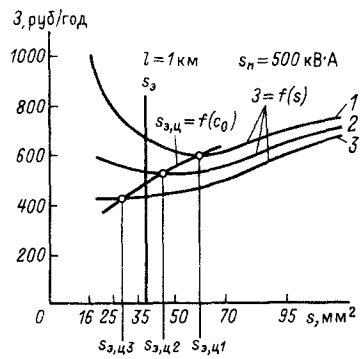



Рис. 13.1. Определение экономически целесообразного сечения проводов или жил кабелей в зависимости от стоимости электроэнергии и по экономической плотности тока: *1* – при $c_0 = 0{,}01$ руб/(кВт·ч); *2* – при $c_0 = 0{,}005$ руб/(кВт·ч); *3* – при $c_0 = 0{,}002$ руб/(кВт·ч)

На рис. 13.1 представлена зависимость приведенных затрат от сечения (кривая *1*), однако эта зависимость не учитывает изменения стоимости электроэнергии. С учетом стоимости электроэнергии зависимость $З = f(s)$ примет вид, показанный на рис. 13.1 (кривые *2*, *3*). На этом же рисунке показана зависимость $s_{э,ц} = f(c_0)$ – экономически целесообразного сечения $s_{э,ц}$ от стоимости электроэнергии $c_0$. Экономическое сечение по (13.1) изображено на рис. 13.1 прямой линией, параллельной оси ординат. Сечение,

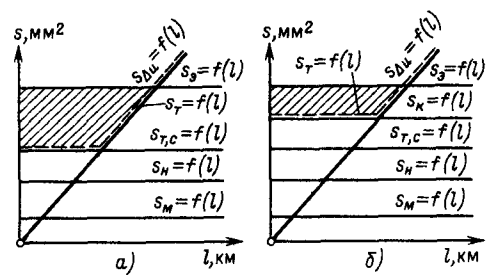



Рис. 13.2. Сечения жил кабелей, выбранные с учетом ограничивающих факторов:

*а* – на напряжении 10–20 кВ; *б* – то же 35 кВ и выше, когда необходимо считаться с явлением коронирования

определенное по (13.1), не является экономически рациональным, и единственное достоинство такого метода его простота.

На рис. 13.2 показаны факторы, влияющие на выбор сечений проводов и жил кабелей. Выбор экономически целесообразного сечения дает возможность экономить электроэнергию для относительно коротких линий, что в значительной мере относится к сетям промышленных предприятий.

## 13.2. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЖИЛ КАБЕЛЕЙ И ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ПО НАГРЕВУ РАСЧЕТНЫМ ТОКОМ

Для выбора сечений жил кабелей по нагреву определяют расчетный ток и по таблицам [31] выбирают стандартное сечение, соответствующее ближайшему большему току.

**Пример 13.1.** Пусть расчетный ток $I_р = 78$ А; известно также, что кабель должен быть с алюминиевыми жилами и бумажной пропитанной изоляцией для прокладки в земле. Напряжение сети равно 10 кВ. По табл. [31] находим для кабеля 10 кВ при сечении 16 мм$^2$ допустимый ток 75 А, для сечения 25 мм$^2$ – 90 А. Выбираем сечение по нагреву $s_н = 25$ мм$^2$.

Остановимся более подробно на выборе сечения жил кабеля по нагреву расчетным током. Исследования, выполненные в Харьковском институте «Гипротракторосельхозмаш» и в Ленинградском отделении ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект», позволяют внести в выбор сечений по нагреву расчетным током *два дополнения*:

1) В соответствии с расчетами инженеров института «Гипротракторосельхозмаш» установлено, что кабели высокого напряжения могут выбираться по расчетному току, равному среднему току. Это относится ко всем кабелям высокого напряжения систем внутреннего электроснабжения промышленных предприятий, кроме кабелей, питающих двигатели напряжением выше 1 кВ.

2) В Ленинградском отделении ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» были проведены исследования и даны рекомендации для выбора сечений кабелей с учетом постоянной времени нагрева. Найдено допустимое уменьшение расчетной максимальной нагрузки в зависимости от ее продолжительности. Подсчитано возможное снижение расчетного тока максимальной нагрузки в зависимости от коэффициента максимума $K_м$ при различных значениях времени нагрева

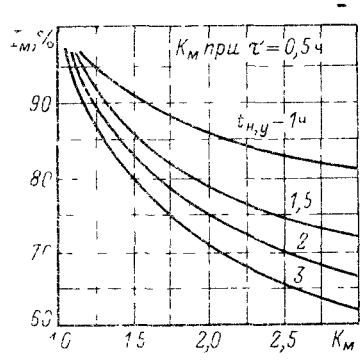



Рис. 13.3. Зависимость максимальных тепловых нагрузок для различных $t_{н.у}$ от $K_м$

кабеля $t_{н.у}$ до температуры, равной 95% установившейся. Эти данные обобщены в серию кривых $I_м = f(K_м)$ для разных значений $t_{н.у}$, которые даны на рис. 13.3.

Приведем пример пользования этим методом расчета. Определим сечение кабеля марки ААГ при прокладке на открытом воздухе для линии напряжением 380 В по условиям нагрева со следующими данными: $t_{н.у} = 1{,}5$ ч; $K_м = 2$; $S_м = 120$ кВ·А; $I_м = 183$ А. Сечения кабеля (большее) 3 × 95 мм$^2$; $I_{доп} = 190$ А и (меньшее) 3 × 70 мм$^2$; $I_{доп} = 155$ А.

Проверяем возможность выбора кабеля сечением 3 × 70 мм$^2$. По рис. 13.3 при $K_м = 2$ по кривой $t_{н.у} = 1{,}5$ ч находим $I_м = 80\%$. Определяем расчетный ток $I_р = 0{,}8I_м = 0{,}8 \times 183 = 143$ А. Сечение кабеля 3 × 70 мм$^2$ может быть принято.

Во всех случаях выбора сечений кабеля необходимо тщательно анализировать и проверять полученные расчетные нагрузки и, где это возможно и целесообразно, учитывая изложенную выше методику, сокращать расход цветного металла на сооружение электрических сетей.

Выбор сечений проводов воздушных линий по нагреву расчетным током производят аналогично выбору сечений жил кабелей в соответствии с ПУЭ [31].

## 13.3. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЖИЛ КАБЕЛЕЙ ПО НАГРЕВУ ТОКОМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для выбора термически стойкого сечения жил кабеля необходимо знать значение установившегося тока КЗ из соответствующего расчета и возможное время прохождения этого тока через кабель. Время определяется уставкой защиты, имеющей наиболь-

Таблица 13.2. **Значение расчетного коэффициента** $\alpha$

| Жилы кабеля | Коэффициент $\alpha$ | Допустимая температура, °С |
|---|---|---|
| Медные до 10 кВ | 7 | 250 |
| Алюминиевые до 10 кВ | 12 | 250 |

Примечание. При составлении таблицы принято, что кабель до возникновения КЗ имеет температуру не выше номинальной. Практически кабели работают всегда с некоторой недогрузкой (кроме аварийных режимов), и поэтому при выборе сечения кабеля по термической стойкости следует принимать ближайшее меньшее, а не большее стандартное сечение. Конечную температуру, до которой нагреваются жилы кабеля, можно подсчитать, если это требуется, воспользовавшись данными разд. 8

шую выдержку времени (если есть несколько видов защиты).

Определение сечения по термической стойкости производят по формуле

$$s_{т,с,р} = \alpha I_\infty \sqrt{t_п}, \qquad (13.2)$$

где $\alpha$ – расчетный коэффициент, определяемый ограничением допустимой температуры нагрева жил кабеля.

Значения расчетного коэффициента $\alpha$ и допустимые предельные температуры нагрева кабелей при прохождении по ним тока КЗ приведены в табл. 13.2.

**Пример 13.2.** Из расчета известно, что установившийся ток КЗ равен $I_\infty = 6$ кА; $I'' = 9$ кА. Время действия защиты составляет 1,5 с. Напряжение линии 10 кВ. Линия кабельная с алюминиевыми жилами. Кабель проложен в земле. Из табл. 13.2 находим $\alpha = 12$.

Величину $t_п$ находим по кривым зависимостей разд. 8

$t_п = f(t)$; $\beta'' = I''/I_\infty = 1{,}5$; для $\beta'' = 1{,}5$ $t_п = 1{,}58$.

Следовательно, $s_{т,с,р} = 12 \cdot 6\sqrt{1{,}58} \approx 90$ мм$^2$.

Выбираем термически стойкое стандартное сечение, равное 70 мм$^2$, т. е. $s_{т,с} = 70$ мм$^2$.

Кабели, защищенные плавкими токоограничивающими предохранителями, на термическую стойкость к токам КЗ не проверяют, поскольку время срабатывания предохранителя мало (0,008 с) и выделившееся тепло не в состоянии нагреть кабель до опасной температуры.

## 13.4. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЖИЛ КАБЕЛЕЙ И ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ПО ПОТЕРЯМ НАПРЯЖЕНИЯ

Приемники электроэнергии (электродвигатели, электрические печи, освещение, электролизные установки и др.) в условиях эксплуатации должны быть обеспечены качественной электроэнергией. О качестве электроэнергии судят по подводимому к приемникам напряжению. Так как в проводах линий, подводящих к приемникам электроэнергию, неизбежно происходят потери напряжения, то эти потери нормируются. Для этой цели введены ограничения значений напряжения в начале линии – питающий конец и со стороны приемников электроэнергии – приемный конец. Так, например, на напряжении 400 В питающий конец 400 В, приемный конец (приемники) 380 В; потери напряжения должны быть не более 20 В. Смысл этого требования заключается в том, что при снижении напряжения осветительные устройства снижают световой поток и снижается освещенность на рабочих поверхностях (ее значение прямо пропорционально квадрату напряжения); у двигателей уменьшается опрокидывающий момент, который у синхронных двигателей прямо пропорционален первой степени, а у асинхронных двигателей – квадрату оставшегося напряжения.

Поддержание напряжения на определенном уровне достаточно сложная задача. Средством, обеспечивающим стабильность напряжения у приемников электроэнергии,

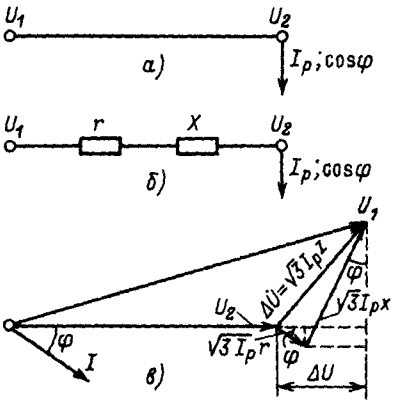



Рис. 13.4. Схема к расчету линии с сосредоточенной нагрузкой на конце:

*а* – принципиальная схема; *б* – схема замещения; *в* – векторная диаграмма

является выбор сечений проводов и жил кабелей по допустимым потерям напряжения.

Рассмотрим линию с сосредоточенной нагрузкой на конце (рис. 13.4). Векторная диаграмма для этого случая приведена на рис. 13.4, *в*.

Потери напряжения в трехфазной линии переменного тока могут быть приближенно определены из выражения

$$\Delta U = \sqrt{3} I_{\text{р}} (R \cos\varphi + x \sin\varphi), \qquad (13.3)$$

где $I_{\text{р}}$ – расчетный ток линии, А; $R$ и $x$ – активное и индуктивное сопротивления линии, Ом; $\cos\varphi$ – коэффициент мощности в конце линии.

Если пренебречь индуктивным сопротивлением проводов линии, когда $x < 1/3R$, то потери напряжения будут равны

$$\Delta U = I_{\text{р}} R \cos\varphi,$$

где $R = l/\gamma s$; следовательно,

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} I_{\text{р}} l \cos\varphi}{\gamma s},$$

откуда

$$s = \frac{\sqrt{3} I_{\text{р}} l \cos\varphi}{\gamma \Delta U}. \qquad (13.4)$$

Так как допустимые потери напряжения известны, сечения проводов линии легко определяют из (13.4). Данный упрощенный расчет может давать погрешность до 20%, поэтому его рекомендуют лишь для предварительных ориентировочных прикидок.

Для сетей высокого напряжения, когда приходится учитывать не только индуктивность, но и емкость линии, применяют П-образные схемы. Методика расчета таких сетей приведена в [31]. Следует отметить, что линии напряжением выше 220 кВ и протяженностью больше 200 км на промышленных предприятиях, как правило, не встречаются, поэтому для них можно пользоваться схемой замещения рис. 13.4. Возможная погрешность, как показывают расчеты, составляет не более 1,5%.

## 13.5. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЖИЛ КАБЕЛЕЙ И ПРОВОДОВ ПО ЭКОНОМИЧЕСКИМ СООБРАЖЕНИЯМ

Выбор сечений проводов и жил кабелей по экономической плотности тока недостаточно обоснован, как правило, дает ошибочные результаты и находится в некотором противоречии с основными методическими положениями технико-экономических расчетов в энергетике [19]. При передаче мощности $S$ на расстояние $l$ при стоимости 1 кВт·ч электроэнергии $c_0$ и определенном напряжении $U$ капиталовложения $K$ и эксплуатационные расходы $C_{\text{э}}$ зависят от сечения проводов и жил кабелей $s$, принимаемого для передачи электроэнергии. Меняя в приведенных условиях сечения проводов или жил кабелей, получают соответствующие им приведенные затраты, т. е. $З = C_{\text{э}} + 0{,}12K$.

В общем случае эта зависимость имеет вид, показанный на рис. 13.5. Как видно из рисунка, затраты минимальны при сечении, соответствующем точке $s_{З\,min}$. Сечение провода или жилы кабеля, соответствующее этим затратам, и является экономически целесообразным $s_{\text{э.ц}}$. В общем случае оно может быть нестандартным. После того как найдено экономически целесообразное нестандартное сечение провода или жилы кабеля, необходимо выбрать стандартное сечение. Ниже изложен рекомендуемый порядок решения этой задачи. Любая зависимость, в данном случае $З = f(s)$, если известны координаты ее точек, может быть выражена аналитически с определенным приближением по формуле Ньютона степенно́й функцией $(n-1)$-го порядка

$$У = У_1 + A_1(x - x_1) + B_1(x - x_1)(x - x_2) + C_1(x - x_1)(x - x_2)(x - x_3)... \qquad (13.5)$$

В данном случае это уравнение должно приближаться к зависимости $З = f(s)$, проходящей через точки, соответствующие определенным стандартным сечениям проводов или жил кабелей (16, 25, 35, 50, 70 мм$^2$ и т. д.).

В общем виде это уравнение записывают так:

$$З = З_1 + A_1(s - s_1) + B_1(s - s_1)(s - s_2) + C_1(s - s_1)(s - s_2)(s - s_3) + \ldots \qquad (13.5а)$$

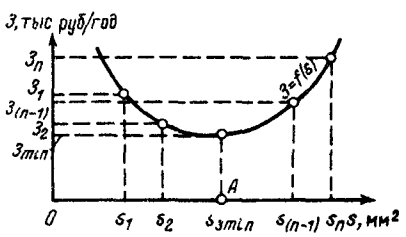



Рис. 13.5. Зависимость приведенных затрат от сечения провода (или жилы кабеля) для определения экономически целесообразного сечения

Каждому стандартному сечению при этом должны соответствовать определенные затраты сечению $s_1$ – затраты $З_1$, сечению $s_2$ – затраты $З_2$ и т д Опыт решения таких уравнений показывает, что достаточно воспользоваться четырьмя или тремя точками (для стандартных сечений)

Уравнение для определения $s_{э\,н}$ по четырем стандартным сечениям $s_1$, $s_2$, $s_3$ и $s_4$ имеет вид (13 6) Перемножив разности при коэффициентах $B_1$ и $C_1$, получаем

$$З = З_1 + A_1(s - s_1) + B_1[s^2 - s(s_1 + s_2) + s_1 s_2] + C_1[s^3 - s^2(s_1 + s_2 + s_3) + s(s_1 s_2 + s_1 s_3 + s_2 s_3) - s_1 s_2 s_3] \quad (13\,6)$$

Для определения экономически целесообразного сечения продифференцируем выражение (13 6) по сечению

$$\frac{dЗ}{ds} = A_1 + 2B_1 s - B_1(s_1 + s_2) + 3C_1 s^2 - 2C_1 s(s_1 + s_2 + s_3) + C_1(s_1 s_2 + s_1 s_3 + s_2 s_3) \quad (13\,7)$$

Приравняв правую часть (13 7) нулю и произведя группировку его членов, получим уравнение для экономически целесообразного сечения

$$3C_1 s_{э\,н}^2 + 2s_{э\,н}[B_1 - C_1(s_1 + s_2 + s_3)] + A_1 - B_1(s_1 + s_2) + C_1(s_1 s_2 + s_1 s_3 + s_2 s_3) = 0 \quad (13\,8)$$

Коэффициенты $A$ вычисляют по выражениям

$$A_1 = \frac{\Delta З_1}{\Delta s_1},\quad A_2 = \frac{\Delta З_2}{\Delta s_2},\quad A_3 = \frac{\Delta З_3}{\Delta s_3},$$

где

$$\Delta З_1 = З_2 - З_1,\ \Delta s_1 = s_2 - s_1,$$
$$\Delta З_2 = З_3 - З_2,\ \Delta s_2 = s_3 - s_2,$$
$$\Delta З_3 = З_4 - З_3,\ \Delta s_3 = s_4 - s_3$$

Далее

$$B_1 = \frac{\Delta A_1}{\Delta' s_1},\quad B_2 = \frac{\Delta A_2}{\Delta' s_2},$$

где

$$\Delta A_1 = A_2 - A_1 = \frac{\Delta З_2}{\Delta s_2} - \frac{\Delta З_1}{\Delta s_1} = \frac{\Delta З_2 \Delta s_1 - \Delta З_1 \Delta s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2},\quad \Delta A_2 = A_3 - A_2 = \frac{\Delta З_3}{\Delta s_3} - \frac{\Delta З_2}{\Delta s_2} = \frac{\Delta З_3 \Delta s_2 - \Delta З_2 \Delta s_3}{\Delta s_3 \Delta s_2},$$
$$\Delta' s_1 = s_3 - s_1,\ \Delta' s_2 = s_4 - s_2$$

Тогда

$$B_1 = \frac{\Delta A_1}{\Delta' s_1} = \frac{\Delta З_2 \Delta s_1 - \Delta З_1 \Delta s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2 \Delta' s_1}, \quad (13\,9)$$

$$B_2 = \frac{\Delta A_2}{\Delta' s_2} = \frac{\Delta З_3 \Delta s_2 - \Delta З_2 \Delta s_3}{\Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_2}, \quad (13\,10)$$

$$C_1 = \frac{\Delta B_1}{\Delta s_1}$$

где

$$\Delta B_1 = B_2 - B_1 = \frac{\Delta З_3 \Delta s_2 - \Delta З_2 \Delta s_3}{\Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_2} - \frac{\Delta З_2 \Delta s_1 - \Delta З_1 \Delta s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2 \Delta' s_1} = \frac{\Delta З_3 \Delta s_1 \Delta s_2 \Delta' s_1 - \Delta З_2 \Delta s_1 \Delta s_3 \Delta' s_1 - \Delta З_2 \Delta s_1 \Delta s_3 \Delta' s_2 + \Delta З_1 \Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_1 \Delta' s_2}$$

Следовательно

$$C_1 = \frac{\Delta З_3 \Delta s_1 \Delta s_2 \Delta' s_1 - \Delta З_2 \Delta s_1 \Delta s_3 (\Delta' s_1 + \Delta s_2)}{\Delta s_1 \Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_1 \Delta' s_2 \Delta' s_1} + \frac{\Delta З_1 \Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2 \Delta s_3 \Delta s_1 \Delta' s_2 \Delta' s_1} \quad (13\,11)$$

Определим коэффициенты $A_1$, $B_1$, $C_1$ Каждому сечению соответствует свое значение ежегодных затрат $s_1 \to З_1$, $s_2 \to З_2$, $s_3 \to З_3$, $s_4 \to З_4$

Подставив значения коэффициентов $A_1$, $B_1$ и $C_1$ в (13 8), получим уравнение для экономически целесообразного сечения проводов или кабелей по ежегодным затратам

В (13.8) обозначим

$$\alpha = 3C_1;\ \beta = 2[B_1 - C_1(s_1 + s_2 + s_3)];$$
$$\gamma = [A_1 - B_1(s_1 + s_2) + C_1(s_1s_2 + s_1s_3 + s_2s_3)].$$

После подстановки получим уравнение для экономически целесообразного сечения проводов и кабелей по ежегодным затратам

$$\alpha s_{э,ц}^2 + \beta s_{э,ц} + \gamma = 0. \qquad (13.12)$$

Так как формулы для определения коэффициентов $A_1$, $B_1$ и $C_1$ в (13.8) получаются сложными, для облегчения расчетов составляют таблицы, из которых находят эти коэффициенты. Наиболее удачное решение методика расчетов дает для линий, однотипных по исполнению. Для систем электроснабжения промышленных предприятий получают достаточно точное решение для линий напряжением до 35 кВ.

## 13.6. НАХОЖДЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИ ЦЕЛЕСООБРАЗНОГО СЕЧЕНИЯ

Для расчетов часто ограничиваются тремя сечениями проводов или жил кабелей, из которых среднее дает по отношению к крайним меньшее значение приведенных затрат. В этом случае уравнение для ежегодных затрат получают в виде

$$З = З_1 + A_1(s - s_1) + B_1(s - s_1)(s - s_2).$$

Решив это уравнение, получим

$$s_{э,ц} = \frac{s_1 + s_2}{2} - \frac{A_1}{2B_1}, \qquad (13.13)$$

где для первого сечения $A_1 = \Delta З_1/\Delta s_1$, для второго сечения $A_2 = \Delta З_2/\Delta s_2$;

$$\Delta З_1 = З_2 - З_1;\ \Delta s_1 = s_2 - s_1;\ \Delta З_2 = З_3 - З_2;\ \Delta s_2 = s_3 - s_2;$$
$$B_1 = \Delta A_1/\Delta' s_1;$$
$$\Delta A_1 = \frac{\Delta З_2}{\Delta s_2} - \frac{\Delta З_1}{\Delta s_1} = \frac{\Delta З_2 \Delta s_1 - \Delta З_1 \Delta s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2};$$
$$\Delta' s_1 = s_3 - s_1;$$
$$B_1 = \frac{\Delta З_2 \Delta s_1 - \Delta З_1 \Delta s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2 \Delta' s_1}. \qquad (13.14)$$

Подставив найденные выражения для $A_1$ и $B_1$ в (13.13), получим

$$s_{э,ц} = \frac{s_1 + s_2}{2} - \frac{\Delta' s_1}{2\delta};\ \delta = \frac{\Delta З_2}{\Delta З_1}\frac{\Delta s_1}{\Delta s_2} - 1. \qquad (13.15)$$

Приведем пример определения экономически целесообразного сечения проводов или кабелей.

**Пример 13.3.** Найти экономически целесообразное сечение кабеля с алюминиевыми жилами, питающего нагрузку $S = 500$ кВ·А. Напряжение сети 6 кВ; расстояние $l = 1$ км; стоимость электроэнергии $c_0 = 0{,}2$; 0,5 и 1 коп. за 1 кВт·ч. В таблице допустимых (по нагреву) нагрузок кабелей 6 кВ с алюминиевыми жилами [31] находим сечение кабеля 16 мм² с пропускной способностью 872 кВ·А. По табл. [17] находим потери мощности на 1 км линии в таком кабеле при полной нагрузке $\Delta P_{ном} = 45$ кВт/км. Определяем коэффициент загрузки линии

$$k_з = \frac{500}{872} = 0{,}57;\ k_з^2 = 0{,}33.$$

Определяем потери при действительной нагрузке

$$\Delta P_д = \Delta P_{ном} k_з^2 = 45 \cdot 0{,}33 = 14{,}85 \text{ кВт/км}.$$

Приняв время потерь $T_п = 5000$ ч, получим расход электроэнергии на потери

$$\Delta Э_а = \Delta P_д T_п = 14{,}85 \cdot 5000 = 74\,250 \text{ кВт·ч/(год·км)}.$$

Стоимость потерь составит

$$C_п = \Delta Э_а c_0 = 74\,250 \cdot 0{,}01 = 742{,}5 \text{ руб/(год·км)}.$$

Капиталовложения на сооружение линии (стоимость кабеля) по [17] $K = 2000$ руб/км.

Ежегодные амортизационные отчисления [$k_а$ находим из [17] $C_а = Kk_а = 2000 \cdot 0{,}03 = 60$ руб/(год·км)].

Полагая стоимость расходов на содержание персонала и ремонт одинаковой при всех сечениях кабеля, определяем стоимость эксплуатационных годовых расходов из выражения

$$C_э = C_п + C_а = 742{,}5 + 60 = 802{,}5 \text{ руб/(год·км)}.$$

Общие годовые приведенные затраты

$$З = C_э + 0{,}12K = 802{,}5 + 0{,}12 \cdot 2000 = 1042{,}5 \text{ руб/(год·км)}.$$

Определяя затраты для сечений 16, 25, 35, 50, 70, 95 и 120 мм², находим, что минимальные затраты соответствуют сечению 70 мм²: 702 руб/(год·км). Принимая одно сечение ближайшее меньшее 50 мм², другое большее 95 мм², определяем экономически

целесообразное нестандартное сечение по формуле

$$s_{э,ц} = \frac{s_1 + s_2}{2} - \frac{\Delta' s_1}{2\delta},$$

где

$$\delta = \frac{\Delta 3_2 \Delta s_1}{\Delta 3_1 \Delta s_2} - 1 = \frac{1 \cdot 20}{-0{,}24 \cdot 25} - 1 =$$

$$= -3{,}34 - 1 = -4{,}34;$$

$s_1 = 50$ мм$^2$; $3_1 = 726$ руб/(год·км);

$s_2 = 70$ мм$^2$; $3_2 = 702$ руб/(год·км);

$s_3 = 95$ мм$^2$; $3_3 = 802$ руб/(год·км);

$\Delta s_1 = s_2 - s_1 = 20$ мм$^2$; $\Delta 3_1 = 3_2 - 3_1 =$

$= -24$ руб/(год·км);

$\Delta s_2 = s_3 - s_2 = 25$ мм$^2$; $\Delta 3_2 = 3_3 - 3_2 =$

$= 100$ руб/(год·км);

$$\Delta' s_1 = s_3 - s_1 = 45 \text{ мм}^2;$$

$$s_{э,ц} = \frac{50 + 70}{2} - \frac{45}{-2 \cdot 4{,}34} = 60 + 5{,}2 =$$

$$= 65{,}2 \text{ мм}^2.$$

Сечение, найденное по экономической плотности тока,

$$s_э = \frac{I_{ном}}{J_э} = \frac{45{,}7}{1{,}2} = 38 \text{ мм}^2;$$

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}\, U_{ном}} = \frac{500}{1{,}73 \cdot 6{,}3} = 45{,}7 \text{ А};$$

$J = 1{,}2$ А/мм$^2$ для кабелей с алюминиевыми жилами; $l = 1$ км; $S_п = 500$ кВ·А во всех случаях независимо от стоимости электроэнергии.

Находим $s_{э,ц}$ при стоимостях электроэнергии 0,005 и 0,002 руб/(кВт·ч). Результаты расчетов сведены в табл. 13.3. Кроме сказанного выше следует иметь в виду, что зависимость приведенных годовых затрат от сечения часто имеет вид, представленный на рис. 13.6. В этом случае, если принять ошибку

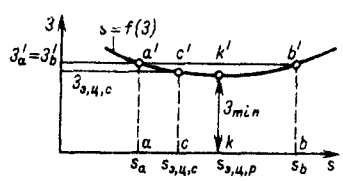



Рис. 13.6. Выбор экономически целесообразного сечения при неявно выраженном минимуме функции $З = f(s)$

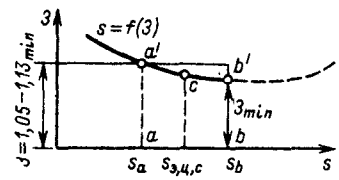



Рис. 13.7. Выбор экономически целесообразного сечения для случая, когда при увеличении сечения затраты становятся практически постоянными

в определении годовых приведенных затрат в пределах допустимой точности инженерных расчетов равной 5 – 10%, то можно принимать по экономическим соображениям сечения жил кабелей и проводов, дающие значительную экономию в расходе цветного металла. Как видно из рис. 13.6, при одинаковых приведенных годовых затратах можно принять сечение $s_{э,ц,с}$, дающее значительную экономию цветного металла и лежащее между расчетными нестандартными сечениями $s_a$ и $s_b$. Иногда зависимость приведенных годовых затрат имеет вид, показанный на рис. 13.7. Для получения характера кривой $З = f(s)$ (рис. 13.6) необходимо проделать много расчетов, не имеющих смысла, но требующих значительного времени. В этом случае за минимальные приведенные годовые затраты можно принять их значение, ограниченное отрезком прямой $bb'$ и применить стандартное экономически целесообразное сечение $s_{э,ц,с}$, лежащее в интервале между $s_b$ и $s_a$. Это сечение соответствует затратам в пределах от $З_{min}$ до $1{,}1\, З_{min}$ или от $З_{min}$ до $1{,}05\, З_{min}$.

**О применении интерполяционной методики Лагранжа для расчетов по выбору экономически целесообразного сечения проводов или жил кабелей.** Применение интерполяционной методики Лагранжа для расчетов по определению экономически целесообразного сечения в системах электроснабжения дает более точные результаты, чем интерполяционная методика Ньютона. Однако сравнительные результаты показали, что разница в расчетах по выбору сечений незначительна. На рис. 13.8 показан пример расчета по методике Ньютона и Лагранжа. Отклонение результатов расчета сечений по методике Ньютона, если принять данные, полученные при расчете сечений по Лагранжу, за 100%, составляет не более 12%. Таким образом, учитывая простоту расчетов по методике Ньютона, следует рекомендовать ее к использованию для выбора экономически целесообразного сечения.

Таблица 13.3. **Выбор экономически целесообразных сечений жил кабелей**

| $c_0$, руб/(кВт ч) | $s$, мм$^2$ | $\Delta P_н$, кВт/км | $k_з$ | $k_з^2$ | $\Delta P_д = \Delta P_м \cdot k_з^2$, кВт/км | $\Delta Э_а = \Delta P_д \cdot 5000$, кВт · ч/(год · км) | $c_п = \Delta Э_а \cdot c_0$, руб/(год · км) | $K$, тыс. руб/км | $c_а$, руб/(год · км) | $c_э = c_п + c_а$, руб/(год · км) | $З = c_э + 0{,}15K$, руб/(год · км) | $s_{э,ц}$, мм$^2$ | $s_э$, мм$^2$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0,01 | 16 | 42 | $\frac{500}{872} = 0{,}57$ | 0,33 | 13,85 | 69 300 | 693 | 2 | 60 | 753 | 1053 | 65,2 | 38 |
| | 25 | 47 | $\frac{500}{1142} = 0{,}44$ | 0,19 | 8,9 | 44 500 | 445 | 2,18 | 65,4 | 510 | 837 | | |
| | 35 | 48 | $\frac{500}{1362} = 0{,}37$ | 0,14 | 6,7 | 33 500 | 335 | 2,43 | 73 | 408 | 773 | | |
| | 50 | 51 | $\frac{500}{1689} = 0{,}29$ | 0,09 | 4,6 | 23 000 | 230 | 2,75 | 83 | 313 | 726 | | |
| | 70 | 55 | $\frac{500}{2350} = 0{,}21$ | 0,05 | 2,75 | 13 750 | 138 | 3,13 | 94 | 232 | 702 | | |
| | 95 | 56 | $\frac{500}{2460} = 0{,}2$ | 0,04 | 2,24 | 11 200 | 112 | 3,83 | 115 | 227 | 802 | | |
| | 120 | 61 | $\frac{500}{2830} = 0{,}17$ | 0,03 | 1,83 | 9140 | 91,4 | 4,32 | 130 | 221 | 871 | | |
| 0,005 | 16 | 42 | 0,57 | 0,33 | 13,85 | 69 300 | 346 | 2 | 60 | 406 | 706 | 39,1 | 38 |
| | 25 | 47 | 0,44 | 0,19 | 8,9 | 44 500 | 295 | 2,18 | 65 | 288 | 615 | | |
| | 35 | 48 | 0,37 | 0,14 | 6,7 | 33 500 | 168 | 2,43 | 73 | 241 | 606 | | |
| | 50 | 51 | 0,29 | 0,09 | 4,6 | 23 000 | 115 | 2,75 | 83 | 198 | 611 | | |
| | 70 | 55 | 0,21 | 0,05 | 2,75 | 13 750 | 69 | 3,13 | 94 | 163 | 633 | | |
| | 95 | 56 | 0,2 | 0,04 | 2,24 | 11 200 | 56 | 3,83 | 115 | 171 | 746 | | |
| | 120 | 61 | 0,17 | 0,03 | 1,83 | 9 140 | 45,7 | 4,32 | 130 | 176 | 826 | | |
| 0,002 | 16 | 42 | 0,57 | 0,33 | 13,85 | 69 300 | 139 | 2 | 60 | 199 | 499 | 24,8 | 38 |
| | 25 | 47 | 0,44 | 0,19 | 8,9 | 44 500 | 89 | 2,18 | 65 | 154 | 481 | | |
| | 35 | 48 | 0,37 | 0,14 | 6,7 | 33 500 | 67 | 2,43 | 73 | 140 | 505 | | |
| | 50 | 51 | 0,29 | 0,09 | 4,6 | 23 000 | 46 | 2,75 | 83 | 129 | 542 | | |
| | 70 | 55 | 0,21 | 0,05 | 2,75 | 13 750 | 28 | 3,13 | 94 | 122 | 592 | | |
| | 95 | 56 | 0,2 | 0,04 | 2,24 | 11 200 | 22 | 3,83 | 115 | 137 | 712 | | |
| | 120 | 61 | 0,17 | 0,03 | 1,83 | 9 140 | 18 | 4,32 | 130 | 148 | 798 | | |

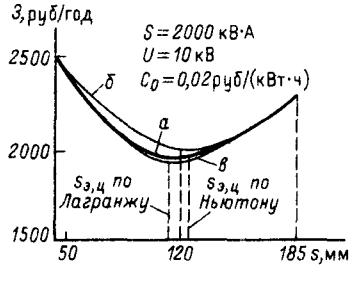



Рис. 13.8. Графики сравнительных расчетов по Ньютону и Лагранжу для выбора экономически целесообразных сечений:

*а* – по стандартным сечениям, *б* – по Лагранжу; *в* – по Ньютону

*Рекомендуемые ПУЭ* экономические плотности тока не определяют действительно экономически целесообразного сечения проводов и жил кабеля, так как они не учитывают стоимость электроэнергии, в очень малой степени зависят от числа часов работы линии, не зависят от конкретного значения капитальных затрат на сооружение линии и других факторов, определяющих экономический эффект. Предлагаемая методика достаточно точно определяет экономически целесообразное сечение. Для того чтобы можно было пользоваться изложенной выше методикой в такой же степени просто, как и методикой, изложенной в ПУЭ, на кафедре ЭПП МЭИ разработана

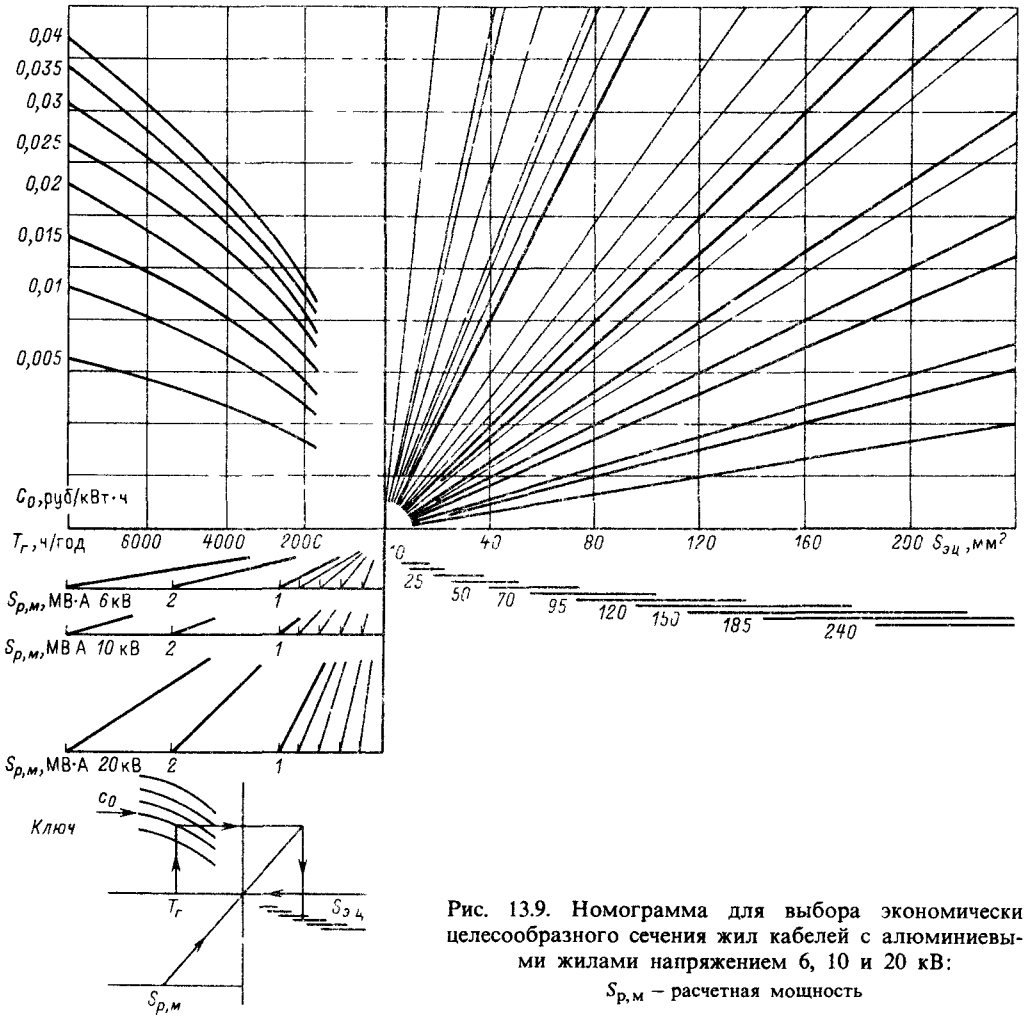



Рис. 13.9. Номограмма для выбора экономически целесообразного сечения жил кабелей с алюминиевыми жилами напряжением 6, 10 и 20 кВ:
$S_{р,м}$ – расчетная мощность

номограмма для выбора экономически целесообразного сечения жил кабелей. На рис. 13.9 в качестве примера приведена номограмма для выбора экономически целесообразного сечения жил кабелей с алюминиевыми жилами напряжением 6, 10 и 20 кВ. Номограмма универсальна. Для выбора сечения линии, например, другого номинального напряжения, типа и конструктивного исполнения достаточно в третьем квадранте номограммы построить новую шкалу передаваемой мощности $S_п$, масштаб которой учитывал бы указанные выше факторы. Номограмма позволяет сразу получить значение стандартного сечения линии.

То обстоятельство, что при выборе экономически целесообразного сечения таких сечений может оказаться несколько (два-три), хорошо подтверждается и иллюстрируется зависимостью $s_{э,ц} = f(3)$, представленной на рис. 13.6.

РАЗДЕЛ ЧЕТЫРНАДЦАТЫЙ

# КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

## 14.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Совокупность таких характеристик, при которых приемники электроэнергии способны выполнять заложенные в них функции, объединены под общим понятием качества электроэнергии.

Усложнение технологических процессов обусловило широкое применение регулируемых вентильных электроприводов, мощных дуговых печей, сварочных установок. Характерной особенностью работы этих потребителей является влияние их на качество электроэнергии питающих сетей. В свою очередь, нормальная работа электрооборудования зависит от качества электроэнергии питающей системы. Такое взаимное влияние электрооборудования и питающей системы определяют термином «электромагнитная совместимость». При решении проблемы качества электроэнергии выделяют экономические, математические и технические аспекты. Экономические аспекты включают в себя методы расчета убытков от некачественной электроэнергии в системах промышленного электроснабжения. Математические аспекты представляют собой обоснование тех или иных методов расчета показателей качества электроэнергии. И, наконец, технические аспекты включают в себя разработку технических средств и мероприятий, улучшающих качество электроэнергии, а также организацию системы контроля и управления ее качеством.

Вопросы качества электроэнергии требуют более тщательной разработки и изучения происходящих при этом явлений. Особые трудности связаны с отсутствием требуемых измерительных приборов в электрических сетях, а также сложностью методов измерений. Это связано, в частности, с влиянием случайного характера изменений нагрузок, что, в свою очередь, требует применения статистических приборов и соответствующей обработки получаемой информации – использования вероятностно-статистических методов расчета.

## 14.2. СТАНДАРТИЗАЦИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Качество электроэнергии у потребителей, присоединенных к электрическим сетям общего назначения, регламентируется ГОСТ 13109 – 67* [63], в соответствии с изменениями № 2 которого показателями качества у приемников электроэнергии приняты следующие:

1) при питании от электрических сетей однофазного тока: отклонение частоты, отклонение напряжения, размах колебаний частоты, размах изменения напряжения и коэффициент несинусоидальности напряжения;

2) при питании от электрических сетей трехфазного тока: отклонение частоты, отклонение напряжения, размах колебаний частоты, размах изменения напряжения, коэффициент несинусоидальности напряжения, коэффициент несимметрии напряжений, коэффициент неуравновешенности напряжений;

3) при питании от электрических сетей постоянного тока: отклонение напряжения, размах изменения напряжения и коэффициент пульсации напряжения.

Значения показателей качества электроэнергии должны находиться в допустимых пределах с интегральной вероятностью 0,95 за установленный период времени. Значения показателей качества электроэнергии, выходящие за допустимые пределы с интегральной вероятностью не более 0,05, должны в случае необходимости ограничиваться по значению и длительности по согласованию с Министерством энергетики и электрификации СССР.

Отклонение частоты – разность, усредненная за 10 мин между фактическим значением основной частоты и номинальным ее значением. Отклонение частоты от номинального значения в нормальном режиме работы допускают в пределах $\pm 0{,}1$ Гц. Допускают также временную работу энергетической системы с отклонением частоты, усредненным за 10 мин, в пределах $\pm 0{,}2$ Гц.

Размах колебаний частоты – разность между наибольшим и наименьшим значениями основной частоты в процессе достаточно быстрого изменения параметров режима, когда скорость изменения частоты не меньше 0,2 Гц в секунду. Размахи колебаний частоты не должны превышать 0,2 Гц сверх допустимых отклонений 0,1 Гц.

В настоящее время поддержание допустимых колебаний частоты в энергосистемах во время аварийного отключения источников питания обеспечивают устройствами аварийной автоматической разгрузки по частоте, которые отключают часть менее ответственных потребителей. Средством поддер-

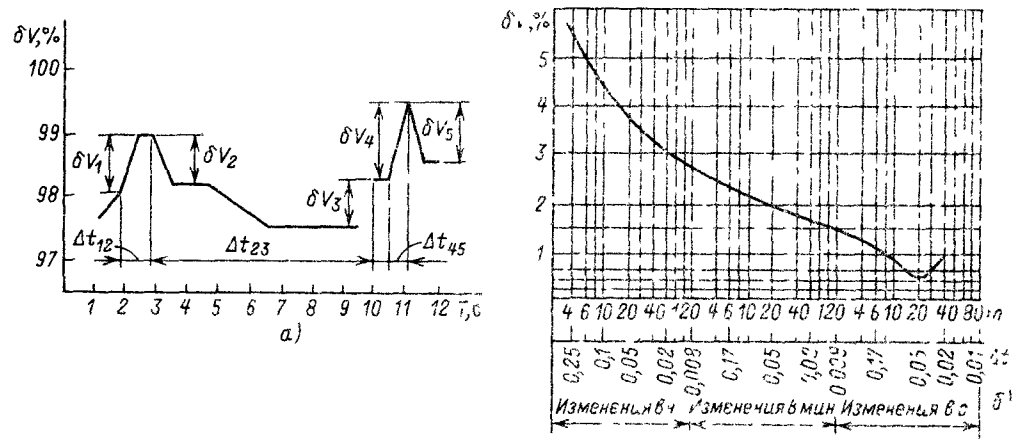



Рис. 14.1. Зависимость размахов изменений напряжения:

*а* – от частоты изменений напряжения, *б* – от интервалов между следующими друг за другом изменениями напряжения

жания частоты является включение в работу параллельно с энергосистемой электростанций промышленных предприятий.

Колебания напряжения оценивают следующим образом:

а) размахом изменения напряжения – разностью между следующими друг за другом экстремумами огибающей действующих значений напряжения.

Если огибающая действующих значений напряжения имеет горизонтальные участки, то размах изменения напряжения определяют как разность между соседними экстремумом и горизонтальным участком или как разность между соседними горизонтальными участками (рис. 14.1), В, кВ,

$$\delta V = U_{max} - U_{min} \qquad (14.1)$$

или, %,

$$\delta V = \frac{U_{max} - U_{min}}{U_{ном}} \cdot 100; \qquad (14.2)$$

б) частотой изменений напряжения, 1/с, 1/мин, 1/ч,

$$F = \frac{m}{T}, \qquad (14.3)$$

где $m$ – количество изменений напряжения со скоростью более 1% в секунду за время $T$ (рис. 14.1, *а*);

в) интервалом между следующими друг за другом изменениями напряжения $\Delta t_{kj}$ (рис 14.1, *б*).

Если интервал времени между концом одного изменения и началом следующего, происходящего в том же направлении, менее 40 мс, то эти колебания рассматривают как одно.

Под колебанием напряжения следует понимать пять размахов изменений напряжения за 12 с. Допустимые значения размахов изменений напряжения на зажимах ламп накаливания определяют по кривой (рис 14.1) в зависимости от частоты их повторения или интервала между следующими друг за другом изменениями напряжения.

Основными причинами, вызывающими недопустимые отклонения и колебания напряжения, являются: низкий уровень эксплуатации электрических сетей и электроустановок, перегрузка сетей низкого напряжения, а также отсутствие местного регулирования.

Для ограничения отклонений и колебаний напряжения применяют:

1) изменение режима работы компенсирующих устройств (увеличение или уменьшение степени компенсации реактивной мощности);

2) переключение ответвлений у силовых трансформаторов под нагрузкой;

3) принудительное изменение потребления активной и реактивной мощности (применение синхронных двигателей с продольно-поперечным регулированием возбуждения);

4) включение в параллельную работу или отключение резервных линий и трансформаторов;

5) включение резервных генераторов

электростанций промышленных предприятий;

6) применение автоматических регуляторов напряжения (например, тиристорных).

Несинусоидальность формы кривой напряжения характеризуют коэффициентом несинусоидальности напряжения $K_{нс}$ – отношением действующего значения гармонического содержания несинусоидального напряжения к напряжению основной частоты, т. е., %,

$$K_{нс} = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{\infty} U_v^2}}{U_1} \cdot 100 \approx \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{n} U_v^2}}{U_{ном}} \cdot 100, \quad (14.4)$$

где $U_v$ – действующее значение напряжения v-й гармоники, В, кВ; $n$ – номер последней учитываемой гармоники.

Значение коэффициента несинусоидальности напряжения в пределах до 5% длительно допустимо на зажимах любого приемника электроэнергии.

В электрических сетях промышленных предприятий со значительным удельным весом вентильных преобразователей несинусоидальность формы кривой напряжения может значительно превышать нормируемые ГОСТ пределы. Обычно на практике производят анализ работы электрических сетей в режиме нечетных гармоник – от 1-й (основной) до 13-й. Однако, как показали исследования, проведенные в СССР (МЭИ, ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» и др.) и за рубежом, необходимо учитывать гармоники выше 13-го порядка, так как условия работы элементов системы электроснабжения промышленного предприятия определяются всей совокупностью гармоник. На частотах выше 1000 Гц в системах электроснабжения возможны резонансные явления, которые значительно увеличивают действующие значения напряжений гармоник резонансных частот. Наличие высокого уровня гармонических составляющих в системах электроснабжения промышленных предприятий приводит к следующим отрицательным явлениям:

1) появлению дополнительных потерь активной мощности и электроэнергии в элементах сети;

2) снижению коэффициента мощности;

3) ограничению области применения конденсаторных батарей вследствие возможности появления резонансных или близких к ним режимов на частотах высших гармоник;

4) ускорению старения изоляции электрооборудования вследствие как диэлектрического, так и дополнительного ее нагрева;

5) повышению вероятности перехода однофазного замыкания в междуфазное вследствие увеличения полного тока или остаточного после компенсации тока замыкания на землю;

6) появлению высших гармоник тока в сети выпрямленного напряжения;

7) существенному увеличению погрешности счетчиков для учета активной и реактивной энергии, а также измерителей токов и напряжений;

8) вредному действию на коммутацию трехфазных коллекторных двигателей;

9) неправильному действию некоторых видов релейных защит, ухудшению качества, а в некоторых случаях к сбоям в работе систем контроля, автоматики, телемеханики и связи.

Коэффициент несимметрии напряжений $K_{нсм,U}$ представляет собой отношение напряжения обратной последовательности основной частоты, определяемого разложением на симметричные составляющие системы линейных напряжений, к номинальному линейному напряжению $U_{ном}$, %,

$$K_{нсм,U} = \frac{U_2}{U_{ном}} \cdot 100. \quad (14.5)$$

Значение коэффициента несимметрии напряжений в пределах до 2% длительно допускают на зажимах любого трехфазного симметричного приемника электроэнергии.

Несимметрию, вызываемую работой однофазных приемников электроэнергии, устраняют с помощью симметрирующих устройств.

Коэффициент неуравновешенности напряжений $K_{неур}$ – отношение напряжений нулевой последовательности $U_0$ основной частоты к номинальному фазному напряжению $U_{ном}$, %,

$$K_{неур} = \frac{U_0}{U_{ном}} \cdot 100. \quad (14.6)$$

Коэффициент пульсации выпрямленного напряжения $K_п$ – отношение действующего значения переменной составляющей пульсирующего напряжения к его номинальному значению $U_{ном}$, %,

$$K_п = \frac{\sqrt{\sum_{v=1}^{n} U_v^2}}{U_{ном}} \cdot 100. \quad (14.7)$$

Коэффициент пульсации выпрямленного напряжения на зажимах электрических двигателей постоянного тока не должен превышать 8%, так как пульсации напряжения

ухудшают коммутацию двигателей постоянного тока и вызывают дополнительные потери в якорных цепях. Высшие гармоники оказывают отрицательное влияние на технологический процесс и режим работы электролизеров и т. п. Наличие пульсирующего напряжения с большим содержанием высших гармоник способствует увеличению обратимых восстановительных процессов в электролите, влияет на подвижность ионов, перенос заряда от катода к аноду и, следовательно, приводит к снижению коэффициента полезного действия электролизных установок, ухудшению качества продукции.

## 14.3. НЕСИНУСОИДАЛЬНОСТЬ ФОРМЫ КРИВОЙ НАПРЯЖЕНИЯ

Несинусоидальные кривые токов рассматривают как сложные гармонические колебания, состоящие из совокупности простых гармонических колебаний различных частот. Известно, что всякая периодическая функция времени $f(\omega t)$, удовлетворяющая условиям Дирихле, может быть представлена тригонометрическим рядом Фурье

$$f(\omega t) = A_0 + \sum_{\nu=1}^{\infty} (a_\nu \cos \nu\omega t + b_\nu \sin \nu\omega t), \qquad (14.8)$$

где $A_0$ – постоянная составляющая; $\nu$ – номер гармоники; $a_\nu$, $b_\nu$ – коэффициенты ряда Фурье.

При $\nu = 1$ из (14.8) определяют гармонику, называемую первой или основной. Остальные члены ряда называют высшими гармониками.

Коэффициенты ряда Фурье определяют по формулам

$$\left.\begin{aligned} a_\nu &= \frac{1}{\pi}\int_0^{2\pi} f(\omega t)\cos \nu\omega t\, d\omega t; \\ b_\nu &= \frac{1}{\pi}\int_0^{2\pi} f(\omega t)\sin \nu\omega t\, d\omega t. \end{aligned}\right\} \qquad (14.9)$$

Амплитуды $\nu$-й гармоники

$$A_\nu = \sqrt{a_\nu^2 + b_\nu^2}, \qquad (14.10)$$

и ее начальная фаза

$$\varphi_\nu = \operatorname{arctg} b_\nu / a_\nu. \qquad (14.11)$$

Токи высших гармоник, протекая по элементам сети, вызывают падения напряжения в сопротивлениях этих элементов, которые, накладываясь на основную синусоиду напряжения, приводят к искажению формы кривой напряжения. Несинусоидальность напряжения сети принято характеризовать коэффициентом несинусоидальности напряжения (14.4).

Рассмотрим основные источники высших гармоник.

**Вентильные преобразователи** находят широкое применение на заводах черной и цветной металлургии и предприятиях химической промышленности. Потребителями постоянного тока на предприятиях являются регулируемый электропривод, электролизные установки, гальванические ванны, электрифицированный железнодорожный транспорт, магнитные сепараторы и другие технологические установки. Суммарная номинальная мощность вентильных преобразователей на предприятиях достигает 300 МВт.

В настоящее время известно большое количество схем выпрямления трехфазного тока. Однако для установок большой и средней мощности наибольшее распространение получили трехфазная мостовая схема Ларионова и шестифазная нулевая схема с уравнительным реактором. Разложение кривых первичных (потребляемых из сети) токов указанных схем выпрямления на гармонические составляющие показывает, что помимо основной гармоники токи содержат ряд гармоник более высоких порядков, номера которых определяют по выражению

$$\nu = pk \pm 1, \qquad (14.12)$$

где $p$ – число фаз выпрямления; $k = 1, 2, 3\ldots$ – последовательный ряд чисел.

Амплитуды и фазы гармоник вычисляют по (14.10) и (14.11), а коэффициенты ряда Фурье – по формулам [64]

$$\left.\begin{aligned} a_\nu &= \frac{2\sqrt{3}E_m}{\nu\pi X_a}\sin\frac{\nu\pi}{3}\left[\frac{1}{\nu+1}\sin(\nu+1)\frac{\gamma}{2}\sin(\nu+1)\psi - \frac{1}{\nu-1}\sin(\nu-1)\frac{\gamma}{2}\sin(\nu-1)\psi\right]; \\ b_\nu &= \frac{2\sqrt{3}E_m}{\nu\pi X_a}\sin\frac{\nu\pi}{3}\left[-\frac{1}{\nu+1}\sin(\nu+1)\frac{\gamma}{2}\cos(\nu+1)\psi + \frac{1}{\nu-1}\sin(\nu-1)\frac{\gamma}{2}\cos(\nu-1)\psi\right]. \end{aligned}\right\} \qquad (14.13)$$

Здесь $E_m$ – амплитуда ЭДС питающей энергосистемы; $\psi = \alpha + \gamma/2$; $\alpha$ и $\gamma$ – углы управления и коммутации; $X_a$ – реактивное сопротивление анодного трансформатора преобразователя и сети.

Угол коммутации определяют по формуле

$$\gamma = \arccos(\cos\alpha - 2AI_{d*}X_{a*}) - \alpha, \quad (14.14)$$

где $I_{d*} = I_d/I_{d,\text{ном}}$ – относительный нагрузочный (выпрямленный) ток; $X_{a*}$ – относительное реактивное сопротивление анодного трансформатора преобразователя и сети, приведенное к мощности трансформатора преобразователя; $A$ – коэффициент наклона внешней характеристики преобразователя; для трехфазных мостовых схем и шестифазных схем с уравнительным реактором $A = 0{,}5$.

В практических расчетах спектрального состава первичных токов преобразователей можно пользоваться кривыми относительных значений гармоник тока $I_{\nu*} = I_\nu/I_1$, рассчитанными по (14.9) и (14.13). Формулы (14.13) получены в предположении отсутствия влияния емкостей элементов систем электроснабжения на процесс коммутации и при пренебрежении активными сопротивлениями контура коммутации. При приближенных расчетах спектрального состава первичных токов преобразователей используют более простые выражения.

Если предположить, что коммутация происходит по прямой линии и кривая переменного тока имеет форму симметричных трапецеидальных блоков, то согласно [61]

$$I_\nu = \frac{I_1}{\nu}\frac{\sin\frac{\nu\gamma}{2}}{\frac{\nu\gamma}{2}}, \quad (14.15)$$

где $I_1$ – действующее значение 1-й гармоники тока.

Формулой рекомендуют пользоваться для приближенного определения амплитуд гармоник $\nu \leqslant 19$ управляемых вентильных преобразователей при $\gamma \leqslant 15°$. При ориентировочных расчетах можно пренебрегать углом коммутации. Для такой кривой переменного тока, имеющей прямоугольно-ступенчатую форму, содержание гармоник рассчитывают по формуле [64]

$$I_\nu = \frac{I_1}{\nu}. \quad (14.16)$$

Точность расчетов по этой формуле резко уменьшается с увеличением угла коммутации и номера гармоники: при $\gamma \leqslant 10°$ погрешность расчетов по (14.16) амплитуд 5-й и 7-й гармоник достигает 15, а амплитуд 11-й и 13-й гармоник – 25%. Фазы гармоник приближенно могут быть определены из выражения [64]

$$\varphi_\nu \approx \left(\alpha + \frac{\gamma}{2}\right)\nu. \quad (14.17)$$

Последняя формула позволяет определить при $10° \leqslant \alpha \leqslant 40°$ фазы гармоник номеров $\nu \leqslant 19$ с погрешностью, не превышающей 15% при $\gamma \leqslant 15°$.

В настоящее время ведутся разработки и исследования мощных преобразователей с усложненными законами управления, применение которых является одним из перспективных путей уменьшения влияния вентильных преобразователей на питающую сеть. На рис. 14.2 приведена нашедшая практическое применение двухмостовая схема выпрямления с последовательным соединением мостов и поочередным их управлением. Амплитуды и фазы гармоник первичного тока в такой схеме вычисляют по (14.10) и (14.11). Коэффициенты ряда Фурье опреде-

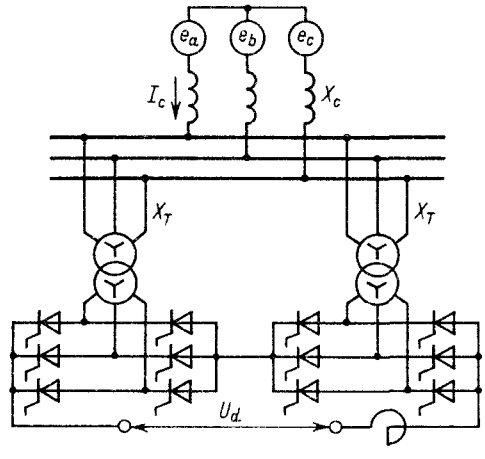



Рис. 14.2. Двухмостовая схема выпрямления с последовательным соединением мостов и поочередным их управлением

ляют при этом согласно [61] по выражениям

$$\left.\begin{aligned} a_\nu &= \frac{\sqrt{3}E_m}{2\pi\nu X_a}\left[\frac{\sin(\nu+1)\gamma_0+\sin(\nu+1)(\alpha+\gamma)-\sin(\nu+1)\alpha}{\nu+1}-\right.\\ &\left.-\frac{\sin(\nu-1)\gamma_0+\sin(\nu-1)(\alpha+\gamma)+\sin(\nu-1)\alpha}{\nu-1}\right];\\ b_\nu &= \frac{\sqrt{3}E_m}{2\pi\nu X_a}\left[\frac{1-\cos(\nu+1)\gamma_0-\cos(\nu+1)(\alpha+\gamma)+\cos(\nu+1)\alpha}{\nu+1}-\right.\\ &\left.-\frac{1-\cos(\nu-1)\gamma_0-\cos(\nu-1)(\alpha+\gamma)+\cos(\nu-1)\alpha}{\nu-1}\right]. \end{aligned}\right\} \quad (14.18)$$

Здесь $E_m$ – амплитуда фазной ЭДС питающей энергосистемы; $\alpha$ – угол управления вентилями регулируемого моста; $\gamma$ – угол коммутации вентилей регулируемого моста; $\gamma_0$ – угол коммутации вентилей неуправляемого моста; $X_a$ – реактивное сопротивление трансформатора преобразователя и сети. Выражения (14.18) получены без учета взаимного влияния вентильных групп.

Проведенные исследования показали, что в амплитудных спектрах первичных токов преобразователей содержатся как канонические гармоники ($\nu = 5, 7, 11, 13, 17, 19...$), номера которых определяют по (14.12), так и неканонические или анормальные гармоники ($\nu = 2, 3, 4, 6, 8, 9, 10....$). Основной причиной появления анормальных гармоник является асимметрия импульсов управления, свойственная всем широко распространенным системам управления. Амплитуды анормальных гармоник по сравнению с амплитудами канонических гармоник, как правило, невелики. Их влияние на несинусоидальность напряжения сети учитывают при вычислении коэффициента несинусоидальности формы кривой напряжения $K_{нс}$ с помощью поправочного коэффициента $K_1$, численное значение которого получено на основании экспериментальных исследований.

**Дуговые электропечи.** Нелинейность вольт-амперной характеристики дуги приводит к генерации печами токов высших гармоник. Формы кривых тока печей в большой степени зависят от режима горения дуги в разные периоды плавки.

Относительные значения амплитуд высших гармоник порядков $\nu = 6k \pm 1$ ($k = 1; 2; 3; 4...$) могут быть приближенно определены по [77]

$$I_{\nu*} = I_\nu / I_1 = K_\delta / \nu^2. \quad (14.19)$$

Значение коэффициента $K_\delta$ зависит от отношения амплитуды противо-ЭДС дуги $E_0$ к ЭДС питающей энергосистемы $E_m$ и соотношения между индуктивным $X_к$ и активным $R_к$ сопротивлениями в цепи дуги, значения которых определяются сопротивлениями печного трансформатора, короткой сети и питающей энергосистемы. Графики зависимости $K_\delta$ для разных значений $\beta = E_0/E_m$, характерных для режима непрерывного горения электрической дуги, даны на рис. 14.3. В начале плавки $\beta = 0{,}3 \div 0{,}4$. При завершении плавки $\beta = 0{,}05 \div 0{,}10$.

Уровень 5, 7, 11 и 13-й гармоник тока, генерируемых электродуговыми печами, относительно невелик. Эквивалентное действующее значение их не превосходит 10% тока 1-й гармоники. В токах электродуговых печей наряду с гармониками 5, 7, 11, 13-го порядков содержатся также гармоники 2, 3, 4, 6-го... порядков. Эти гармоники по аналогии с соответствующими гармониками вентильных преобразователей называют анормальными. Основными причинами появления анормальных гармоник являются непрерывные изменения условий горения дуг печи и неполное выравнивание сопротивлений короткой сети. Значения анормальных гармоник тока близки значениям 5-й и 7-й гармоник. Эквивалентное действующее значение токов высших гармоник в токе печи за счет анормальных гармоник возрастает в 1,8 – 2 раза.

**Установки электродуговой сварки.** В последние годы на промышленных предприятиях широкое применение находят сварочные устройства, в которых в качестве источника питания используют полупроводниковые выпрямители. Наибольшее распространение в сварочных выпрямителях получила трехфазная мостовая схема выпрямле-

ния с неуправляемыми вентилями (сварочные выпрямители серий ВС, ВСС, ВСУ, ВД, ВДМ, ВКС, ВКСУ, ВКСМ). Напряжение питания выпрямителей составляет 380/220 В, потребляемая мощность 9 – 31 кВ·А. Токи высших гармоник, генерируемые сварочными выпрямителями, зависят от режимов работы сварочных установок. В зависимости от нагрузки выпрямитель может работать в одном из трех режимов: режиме прерывистых токов при малых нагрузках, которому соответствует двухвентильная коммутация (*А*); режиме смешанной двух- и трехвентильной коммутации при средних нагрузках (*В*); режиме трехвентильной коммутации при больших нагрузках (*С*). Режим *А* практического значения не имеет. Режим *В* имеет место при $1{,}43 \leqslant K \leqslant 1{,}52$, где $K = E_д/U_m$, где $E_д$ – противо-ЭДС дуги; $U_m$ – напряжение на выпрямительном мосте. Кривые относительных значений высших гармоник тока сварочных выпрямителей для режима *В*, приведенные в [64], представлены на рис. 14.4, из которого видно, что уровни 5-й и 7-й гармоник тока оказываются нестабильными. Незначительные изменения условий горения дуги могут привести к увеличению или уменьшению токов 5-й и 7-й гармоник в несколько раз.

Для выпрямителей с пологопадающими внешними характеристиками режим *С* имеет место при $I_д \geqslant (0{,}6 \div 0{,}65) I_{дк}$. Для выпрямителей с крутопадающими характеристиками режим *С* наступает при $I_д \geqslant (0{,}2 \div 0{,}3) I_{д,к}$. Здесь $I_д$, $I_{д,к}$ – ток дуги (выпрямленный ток) соответственно в рабочем режиме и при КЗ. При инженерных расчетах значения амплитуд гармоник порядков $\nu = 6k \pm 1$ для режимов *С* определяют по формуле [77]

$$I_\nu = I_1/\nu^2. \qquad (14.20)$$

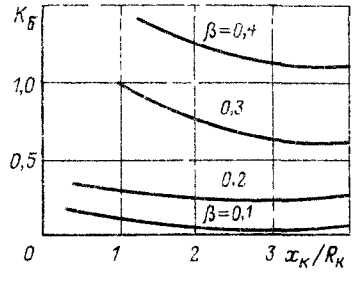



Рис. 14.3. График зависимости $K_б = f(\beta, X_к/R_к)$

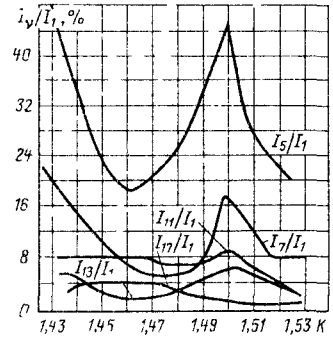



Рис. 14.4. Кривые относительных значений высших гармоник тока сварочных выпрямителей для режима *В*

Уровень высших гармоник тока в режиме *С* значительно ниже, чем в режиме *В*. В реальных кривых токов сварочных выпрямителей имеются, кроме того, гармоники четного порядка и гармоники, кратные трем. Основной причиной их появления является разборос углов зажигания групп вентилей, обусловленный нестабильностью характеристик отдельных вентилей.

В настоящее время на промышленных предприятиях большое распространение получают машины контактной электросварки, включение которых производят с помощью игнитронных или тиристорных контакторов. Для плавного регулирования сварочного тока тиристорные и игнитронные контакторы снабжаются системами фазового регулирования. Применение фазового регулирования приводит к искажению формы тока, потребляемого сварочными машинами. Для эквивалентной схемы сварочной машины, представленной на рис. 14.5, средние действующие значения токов гармоник нечетных порядков определяют по формуле

$$I_{\nu p} = \frac{S_{пасп} k_з a}{\nu^2 U_{ном}}, \qquad (14.21)$$

где $S_{пасп}$ – паспортная мощность машины; $k_з$ – коэффициент загрузки сварочной машины; $a$ – коэффициент запаса, равный для 1-й гармоники 0,97; для 3-й – 2; для 5-й – 2,3; для 7-й – 1,4; $U_{ном}$ – номинальное напряжение машины.

Определяющими гармониками при разложении тока являются 1-я, 3-я и 5-я. Проведенные экспериментальные исследования показали, что в спектре токов машин контактной электросварки, кроме нечетных гармоник, присутствуют также четные гармоники.

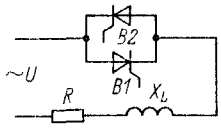



Рис. 14.5. Эквивалентная схема сварочной машины:

*B1* и *B2* – управляемые вентили; *R* и $X_L$ – активное и индуктивное сопротивления машины

Появление четных гармоник объясняется разбросом значений угла регулирования игнитронов. Влияние четных высших гармоник на несинусоидальность токов сварочных машин невелико.

**Влияние несинусоидальности формы кривой напряжения на работу электрооборудования.** При протекании токов высших гармоник по элементам системы электроснабжения возникают потери активной мощности и энергии. Наибольшие потери активной мощности от высших гармоник имеют место в трансформаторах, двигателях и генераторах, увеличение активных сопротивлений обмоток которых с ростом частоты происходит приблизительно пропорционально $\sqrt{\nu}$. Эти потери могут привести к недопустимому перегреву обмоток электрических машин, но во всех случаях приводят к дополнительным потерям электроэнергии, которые могут быть значительными. При наличии гармоник в кривой напряжения процесс старения изоляции протекает более интенсивно, чем в случае работы электрооборудования при синусоидальном напряжении. Это объясняется ускорением (при высоких частотах электрического поля) физико-химических процессов, обусловливающих старение диэлектриков. Так, например, при $K_{нс} = 5\%$, что допустимо согласно ГОСТ 13109 – 67*, через 2 года эксплуатации $\operatorname{tg}\delta$ конденсаторов увеличивается в 2 раза.

Высшие гармоники тока и напряжения влияют на показания электроизмерительных приборов. Существенно увеличивается погрешность индукционных счетчиков активной и реактивной энергий (до 10%).

Наличие высших гармоник затрудняет, а иногда делает невозможным использование силовых цепей в качестве каналов для передачи информации. Высшие гармоники ухудшают работу телемеханических устройств и вызывают сбои в их работе, если силовые цепи используют в качестве каналов связи между полукомплектами диспетчерского и контролируемого пунктов. Затрудняется использование простой и дешевой системы циркуляционного телеуправления по линиям распределительных сетей с использованием четных гармоник. Имеют место также случаи ложной работы устройств релейной защиты, в которой использовались фильтры токов обратной последовательности.

Несинусоидальность формы кривой напряжения отрицательно сказывается на работе вентильных преобразователей, ухудшается качество выпрямленного тока.

Наиболее ощутимое влияние высшие гармоники оказывают на работу батарей конденсаторов. Практика работы отечественных и зарубежных промышленных предприятий свидетельствует о том, что батареи конденсаторов, работающие на несинусоидальном напряжении, довольно часто выходят из строя. Причиной разрушения конденсаторов является перегрузка их токами высших гармоник, которая появляется, как правило, при возникновении в сети резонансного режима на частоте одной из гармоник.

Расчет установившегося режима высших гармоник ведут в следующем порядке.

а) Составляют схему замещения системы электроснабжения для токов высших гармоник на одну фазу. Схема имеет нейтраль, к которой присоединяют нулевые точки схем замещения генераторов, обобщенных нагрузок, двигателей, батарей конденсаторов и емкостных проводимостей кабельных и воздушных линий напряжением выше 1 кВ. Схемы замещения элементов системы электроснабжения приведены на рис. 14.6; сопротивление цеховой подстанции току обратной последовательности определяется по рис. 14.7.

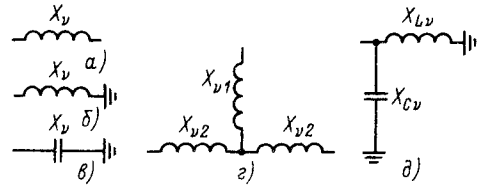



Рис. 14.6. Схемы замещения элементов системы электроснабжения для токов высших гармоник:

*а* – силовой трансформатор, редуктор, воздушная линия; *б* – синхронная машина, асинхронный двигатель, цеховая подстанция, эквивалентная асинхронная нагрузка; *в* – одна или несколько кабельных линий, подключенных к одной секции подстанции, батарее конденсаторов; *г* – сдвоенный реактор; *д* – электрическая система

Таблица 14.1. **Формулы для расчета сопротивлений элементов систем электроснабжения на повышенных частотах**

| Элемент | Сопротивление обратной последовательности $X_2$, Ом | Сопротивление току высшей гармоники $X_\nu$, Ом | Принятые обозначения |
|---|---|---|---|
| Силовой трансформатор | $X_2 = \frac{u_к U_б^2 \cdot 10}{S_{ном}}$ | $X_\nu = K_x X_2 \nu$ | $u_к$ – напряжение КЗ трансформатора, %; $U_б$ – базисное напряжение, кВ; $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А; $\nu$ – номер гармоники; $K_x = 0{,}88$, где $K_x$ – коэффициент, учитывающий влияние вытеснения тока в проводниках на индуктивные сопротивления элементов (для диапазона частот 100–1250 Гц) |
| Синхронная машина | $X_2 \approx X''_d \frac{U_б^2 \cdot 10^3}{S_{ном}}$ | $X_\nu = K_x X_2 \nu$ | $K_x = 0{,}71$ для явнополюсных машин; $K_x = 0{,}88$ для неявнополюсных машин; $S_{ном}$ – номинальная мощность машины, кВ·А; $X''_d$ – сверхпереходное индуктивное сопротивление машины по продольной оси, отн. ед. |
| Асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором | $X_2 = \frac{U_б^2 \cos \varphi_{ном} \cdot 10^3}{P_{ном} \kappa_п} \times \sin \varphi_п$ | $X_\nu = K_x X_2 \nu$ | $P_{ном}$ – номинальная мощность двигателя, кВт; $\cos \varphi_{ном}$ – номинальный коэффициент мощности; $\kappa_п$ – кратность пускового тока; $\varphi_п$ – угол между током и напряжением двигателя в момент пуска; $K_x = 0{,}78$ |
| Асинхронный двигатель с фазным ротором | $X_2 = (X_с + X'_р) \times \frac{U_б^2}{U_{ном}^2}$ | $X_\nu = K_x X_2 \nu$ | $U_{ном}$ – номинальное напряжение двигателя, кВ; $X_с$ – сопротивление обмотки статора, Ом; $X'_р$ – сопротивление обмотки ротора, приведенное к статору, Ом; $K_x = 0{,}88$ |

*Продолжение табл. 14.1*

| Элемент | Сопротивление обратной последовательности $X_2$, Ом | Сопротивление току высшей гармоники $X_\nu$, Ом | Принятые обозначения |
|---|---|---|---|
| Реактор | $X_2 = \dfrac{X_р U^2_б}{100 I_{ном}\sqrt{3} U_{ном}}$ | $X_\nu = X_2\nu$ | $X_р$ – сопротивление реактора, %; $U_{ном}$ – номинальное напряжение реактора, кВ; $I_{ном}$ – номинальный ток реактора, кА |
| Сдвоенный реактор | $X_2 = \dfrac{X_р U^2_б}{100 I_{ном}\sqrt{3} U_{ном}}$ | $X_{\nu,1} = -k_{св} X_2\nu$; $X_{\nu,2} = (1 + k_{св}) X_2\nu$ | $X_р$ – реактивное сопротивление одной ветви реактора, %; $I_{ном}$ – номинальный ток одной ветви реактора, кА; $k_{св}$ – коэффициент связи |
| Воздушная линия | $X_2 = x_0 l \dfrac{U^2_б}{U^2_{ном}}$ | $X_\nu = X_2\nu$ | $x_0$ – индуктивное сопротивление линии, Ом/км; $l$ – длина линии, км; $U_{ном}$ – номинальное напряжение линии, кВ |
| Кабельная линия | $X_2 = -\dfrac{U^2_б}{U^2_{ном} \sum\limits_{i=1}^{n} b_{0i} l_i}$ | $X_\nu = \dfrac{X_2}{\nu}$ | $U_{ном}$ – номинальное напряжение линии, кВ; $b_{0i}$ – емкостная проводимость $i$-й линии, Ом/км; $l_i$ – длина $i$-й линии, км; $n$ – количество кабельных линий, подключенных к рассматриваемой секции подстанции |
| Электрическая система | $X_{l2} = 0{,}65 X_{к*}$ $X_{c2} = -\dfrac{U^2_б}{U^2_{ном} \sum\limits_{i=1}^{n} b_{0i} l_i}$ | $X_{l,\nu} = X_{l2}\nu$ $X_{c,\nu} = X_{c2}/\nu$ | $X_{к*}$ – сопротивление КЗ на шинах подстанции электрической системы, приведенное к базисному напряжению, Ом; $U_{ном}$ – номинальное напряжение на шинах подстанции энергосистемы, кВ; $n$ – количество линий, подключенных к рассматриваемой секции подстанции энергосистемы; $l_i$ – длина $i$-й линии, км; $b_{0i}$ – емкостная проводимость $i$-й линии, Ом/км |
| Батарея конденсаторов | $X_2 = -\dfrac{U^2_б \cdot 10^3}{Q_б}$ | $X_\nu = X_2/\nu$ | $Q_б$ – мощность батареи, квар |

*Продолжение табл. 14.1*

| Элемент | Сопротивление обратной последовательности $X_2$, Ом | Сопротивление току высшей гармоники $X_\nu$, Ом | Принятые обозначения |
|---|---|---|---|
| Цеховая подстанция. К шинам 0,4 кВ подстанции подключены асинхронные двигатели | $X_2 = x_2 \frac{U_б^2}{100}$ | $X_\nu = K_x X_2 \nu$ | $K_x = 0{,}83$; $X_2$ — определяется по кривым рис. 14.7 в зависимости от коэффициента загрузки трансформатора $k_з$ и его номинальной мощности $S_{ном}$ |
| Асинхронная нагрузка. Номинальное напряжение двигателей 380/220 В | $X_2 = \frac{(9{,}9 \div 11{,}5) U_б^2 \cdot 10}{S_а}$ | $X_\nu = K_x X_2 \nu$ | $S_а$ — мощность асинхронной нагрузки, кВ·А; $K_x = 0{,}76$ |

Вентильные преобразователи замещают источниками токов высших гармоник бесконечной мощности. Если к одной секции (системе шин) подключено несколько преобразователей, то производят их эквивалентирование. При этом все преобразователи разделяют на две группы: реверсивные и нереверсивные. Каждую группу представляют в схеме замещения одним эквивалентным источником токов высших гармоник.

Емкостными проводимостями кабелей напряжением до 1 кВ в схемах замещения пренебрегают. Емкости кабелей напряжением выше 1 кВ учитывают при расчетах режимов гармоник порядков $\nu > 20$.

б) Рассчитывают параметры схем замещения элементов систем электроснабжения по выражениям, приведенным в табл. 14.1. Количество гармоник, для которых рассчитывают параметры схем замещения, определяют в соответствии с данными выше рекомендациями.

в) Рассчитывают спектральный состав первичных токов вентильных преобразователей. Определяют период времени $\Delta T$, соответствующий наибольшей суммарной вентильной нагрузке. Для выбранных периода времени $\Delta T$ и интервала осреднения нагрузки находят средние (для реверсивных среднеквадратические) нагрузки преобразователей, которые и принимают в качестве расчетных. По (14.10), (14.11) и (14.13) или по кривым [61], построенным по этим формулам, определяют амплитуды и фазы первичных токов нереверсивных преобразователей. По (14.15) и (14.17) рассчитывают амплитуды и фазы гармоник токов преобразователей, по (14.15) — амплитуды гармоник токов реверсивных преобразователей. При отсутствии сведений, необходимых для определения периода времени $\Delta T$, расчет производят для наиболее неблагоприятного случая — совпадения максимумов нагрузок всех вентильных преобразователей. При этом нагрузку каждого преобразователя принимают равной его максимальной средней нагрузке на выбранном интервале осреднения. Эквивалентные гармоники токов реверсивных

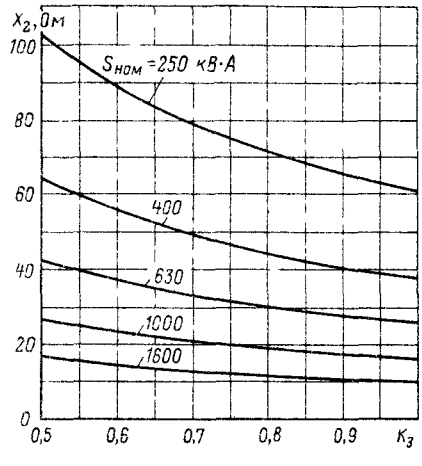



Рис. 14.7. Сопротивление цеховой подстанции току обратной последовательности промышленной частоты (нагрузка — асинхронные двигатели)

преобразователей, подключенных к одной секции подстанции, рассчитывают по формуле

$$I_{\text{р}\nu j} = \sqrt{\sum_{j=1}^{m_\text{р}} I_{\nu j}^2}, \qquad (14.22)$$

а нереверсивных преобразователей – по формуле

$$I_{\text{н}\nu i} = \sum_{i=1}^{m_\text{н}} \dot{I}_{\nu i}. \qquad (14.23)$$

Здесь $I_{\nu j}$ – модуль тока $\nu$-й гармоники $j$-го реверсивного преобразователя; $\dot{I}_{\nu j}$ – комплексное значение $\nu$-й гармоники тока $i$-го нереверсивного преобразователя; $m_\text{р}$, $m_\text{н}$ – количество соответственно реверсивных и нереверсивных преобразователей, подключенных к одной секции подстанции.

г) Определяют коэффициенты несинусоидальности напряжений в узлах схемы замещения. Для каждой рассматриваемой гармоники, используя принцип наложения и известные методы расчета линейных электрических цепей, рассчитывают амплитуды гармоник напряжения в узлах схемы замещения

$$U_{\nu l} = \sqrt{\left(\left|\sum_{i=1}^{n_\text{н}} \dot{X}_{\text{н}\nu i}\dot{X}_{\nu il}\right|\right)^2 + \sum_{j=1}^{n_\text{р}} (I_{\text{р}\nu j}X_{\nu jl})^2}, \qquad (14.24)$$

где $U_{\nu l}$ – действующее значение $\nu$-й гармоники напряжения в $l$-м узле схемы замещения; $n_\text{н}$, $n_\text{р}$ – количество соответственно нереверсивных и реверсивных эквивалентных преобразователей; $X_{\nu il}$ – комплексное сопротивление между $i$-м и $l$-м узлами схемы замещения; $X_{\nu jl}$ – полное сопротивление между $j$-м и $l$-м узлами схемы замещения. Значения $\dot{I}_{\text{н}\nu i}$ и $I_{\text{р}\nu j}$ определяют по (14.22) и (14.23).

По результатам расчетов действующих значений гармоник напряжения в узлах определяют коэффициенты несинусоидальности напряжения, %,

$$K_{\text{нс},l} = \sqrt{3}\,K_1K_2\frac{\sqrt{\sum_{\nu=\nu_1}^{\nu_2} U_{\nu l}^2}}{U_\text{б}}\cdot 100, \qquad (14.25)$$

где $K_{\text{нс},l}$ – коэффициент несинусоидальности напряжения в $l$-м узле схемы замещения; $U_\text{б}$ – базисное напряжение; $\nu_1$, $\nu_2$ – канонические гармоники, ограничивающие диапазон частот, в котором производят расчеты.

Коэффициент $K_1$, учитывающий влияние на $K_\text{нс}$ гармоник порядков выше $\nu_2$, равен 1,15 при $\nu_2 = 19$ и 1,1 при $\nu_2 = 25$. Коэффициент $K_2$, учитывающий влияния на $K_\text{нс}$ анормальных гармоник, равен 1 для трехфазных мостовых схем выпрямления и 1,03 ÷ 1,2 для шестифазных схем выпрямления с уравнительным реактором.

д) Определяют эквивалентные действующие значения токов высших гармоник в ветвях

$$I_{\text{э},j} = \sqrt{\sum_{\nu=\nu_1}^{\nu_2} I_{\nu j}^2}. \qquad (14.26)$$

Действующее значение токов $\nu$-й гармоники в $j$-м узле определяют из выражения

$$I_{\nu j} = \frac{U_{\nu m} - U_{\nu n}}{X_{\nu j}}, \qquad (14.27)$$

где $U_{\nu m}$, $U_{\nu n}$ – действующие значения $\nu$-й гармоники напряжения в $m$-м и $n$-м узлах схемы замещения, к которым присоединена $j$-я ветвь; $X_{\nu j}$ – модуль сопротивления $j$-й ветви току $\nu$-й гармоники.

## 14.4. НЕСИММЕТРИЯ НАПРЯЖЕНИЙ

**Причины возникновения несимметрии.** Несимметричным режимом работы системы электроснабжения называют такой режим, при котором условия работы одной или всех фаз сети оказываются неодинаковыми. Различают кратковременные и длительные (эксплуатационные) несимметричные режимы. Кратковременная несимметрия обычно связана с аварийными процессами в электрических сетях, такими, как КЗ, обрывы проводов с замыканием на землю, отключение фазы при однофазном АПВ и т. д. Длительная несимметрия возникает при наличии несимметрии в том или ином элементе электрической сети или при подключении к системе электроснабжения несимметричных приемников электроэнергии. К числу таких приемников относятся осветительные приборы, однофазные установки электросварки, индукционные и дуговые сталеплавильные печи, установки электрошлакового переплава, электровозы переменного тока и др., мощность которых достигает 5000 кВ·А и более.

Наличие несимметрии нагрузок фаз вызывает появление токов обратной и нулевой последовательностей. Эти токи, протекая по элементам сети, вызывают в них падения напряжения соответственно обратной и нулевой последовательностей, которые, складываясь с напряжением прямой последовательности промышленной частоты, приводят к возникновению несимметрии напряжений сети. В общем случае несимметрию характеризуют коэффициентами несимметрии токов

$\vec{K}_i$ и напряжений $\vec{K}_u$ и коэффициентами неуравновешенности токов $\vec{K}_{0i}$ и напряжений $\vec{K}_{0u}$

$$\left.\begin{aligned}
&\vec{K}_i = \vec{I}_2/\vec{I}_1 = K_i e^{j\varphi_i};\\
&\vec{K}_u = \vec{U}_2/\vec{U}_1 = K_u e^{j\varphi_u};\\
&\vec{K}_{0i} = \vec{I}_0/\vec{I}_1 = K_{0i} e^{j\varphi_{0i}};\\
&\vec{K}_{0u} = \vec{U}_0/\vec{U}_1 = K_{0u} e^{j\varphi_{0u}}.
\end{aligned}\right\} \qquad (14.28)$$

Здесь $\vec{U}_1$, $\vec{I}_1$, $\vec{U}_2$, $\vec{I}_2$, $\vec{U}_0$, $\vec{I}_0$ – симметричные составляющие напряжений и токов прямой, обратной и нулевой последовательностей. Несимметрия междуфазных напряжений определяется только наличием напряжения обратной последовательности; несимметрия фазных напряжений – напряжениями нулевой и обратной последовательностей. Следует отметить, что токи нулевой последовательности существуют, как правило, только в сетях напряжением выше 1 кВ, работающих с глухозаземленной нейтралью, и распределительных сетях напряжением до 1 кВ. В широко распространенных трехфазных сетях без нулевого провода эти токи отсутствуют, и при определении несимметрии в них используют коэффициенты $K_i$ и $K_u$.

**Влияние несимметрии токов и напряжений на работу электрооборудования.** В общем случае несимметрия нагрузок искажает систему фазных и линейных напряжений. Поэтому несимметрия влияет как на трехфазные симметричные, так и на однофазные приемники электроэнергии. При наличии несимметричных нагрузок большой мощности в статорах синхронных генераторов протекают токи прямой, обратной и нулевой последовательностей. Токи обратной последовательности создают магнитное поле, вращающееся с двойной синхронной скоростью в направлении, противоположном направлению вращения ротора, и приводят к созданию в статоре нечетного, а в обмотке возбуждения – четного спектра токов гармоник прямой и обратной последовательностей. Эти токи обусловливают дополнительный значительный нагрев статора и ротора синхронной машины.

В асинхронных двигателях несимметрия напряжения обусловливает дополнительный нагрев, а также противодействующий вращающий момент, уменьшающий полезный момент двигателя. Уменьшение полезного момента за счет противодействующего по отношению к моменту при симметричной нагрузке равно в первом приближении квадрату коэффициента несимметрии напряжений. Поскольку сопротивление обратной последовательности асинхронного двигателя в 5 – 7 раз меньше сопротивления прямой последовательности, то при наличии даже небольшой составляющей напряжения обратной последовательности возникает значительный ток. Этот ток накладывается на ток прямой последовательности и обусловливает дополнительный нагрев ротора и статора, в результате чего быстро стареет изоляция и уменьшается допустимая нагрузка машины. Так, например, при несимметрии напряжений в 4% срок службы полностью нагруженного двигателя сокращается в 2 раза.

Несимметрия токов в линиях электропередачи и трансформаторах приводит к тому, что одна фаза работает с перегрузкой, тогда как другие фазы недогружены. В результате этого в линиях электропередачи значительно уменьшается пропускная способность и увеличиваются потери энергии. В силовых трансформаторах фазные обмотки, находящиеся в общем баке, охлаждают маслом. Поэтому при несимметричной нагрузке температура масла оказывается ниже, чем при симметричной нагрузке, равной нагрузке наиболее загруженной фазы в несимметричном режиме. Это позволяет при несимметрии увеличить нагрузку на все три фазы. Что касается несимметрии напряжений, то она не оказывает существенного влияния на работу трансформаторов и линий электропередачи.

Несимметрия напряжений значительно ухудшает режим работы многофазных выпрямителей: снижается допустимая мощность вентильных агрегатов, в выпрямленном токе появляются гармоники, амплитуды которых пропорциональны коэффициенту несимметрии напряжений. Эти гармоники, резонируя в не рассчитанных на их появление сглаживающих фильтрах, перегружают конденсаторы и выводят их из строя.

Конденсаторные установки при несимметрии напряжений неравномерно загружаются по фазам. Располагаемая мощность батареи при этом становится меньше номинальной.

Однофазными приемниками электроэнергии несимметрия напряжений воспринимается как увеличение или уменьшение приложенного к ним напряжения. При этом может наблюдаться ухудшение такого важного показателя электроэнергии, как отклонение напряжения.

Несимметрия напряжений отрицательно влияет также на работу мощных инверторов, релейной защиты, в некоторых случаях

уменьшает устойчивость электрических систем и межсистемных связей, ведет к ошибкам при подсчетах электроэнергии.

## 14.5. ОТКЛОНЕНИЯ И КОЛЕБАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМАХ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

**Отклонения напряжения.** Обычно в пределах какой-либо одной ступени трансформации системы электроснабжения действующие значения напряжения изменяются в сравнительно узких пределах. Поэтому целесообразно пользоваться не полными значениями напряжений $U$, а значениями отклонений напряжения $V$ (которые обычно выражают в процентах номинального значения).

Для любого $i$-го узла сети

$$V_i = \frac{U_i - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100, \qquad (14.29)$$

где $U_i$ – действующее значение междуфазного напряжения в $i$-м узле сети; $U_{ном}$ – номинальное междуфазное напряжение данной сети.

Для отдельных элементов системы электроснабжения (генераторы, синхронные компенсаторы, трансформаторы и автотрансформаторы) номинальное напряжение приемника $U_{пр}$ не совпадает с номинальным напряжением $U_{ном}$ соответствующей ступени трансформации. В этих случаях отклонение напряжения определяют относительно номинального напряжения $U_{пр}$ указанных устройств

$$V_i' = \frac{U_i - U_{пр}}{U_{пр}} \cdot 100. \qquad (14.30)$$

Из (14.29) и (14.30) следует, что при этом получают отклонение напряжения относительно номинального напряжения сети в следующем виде:

$$V_i \approx V_i' + V_{пр}, \qquad (14.31)$$

где $V_{пр} = \frac{U_{пр} - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100$ – отклонение номинального напряжения приемника относительно номинального напряжения сети.

**Колебания напряжения.** Изменения напряжения в сети, происходящие со скоростью более 1%/с, называют колебаниями напряжения. ГОСТ 13109 – 67* ограничивает значение и частоту колебаний напряжения только на зажимах осветительных ламп и радиоприборов, однако они отрицательно сказываются и на работе других потребителей.

### Влияние режима напряжения на работу приемников электроэнергии

Асинхронные двигатели. При номинальном напряжении $U_{ном}$ на зажимах асинхронного двигателя и полной нагрузке он потребляет из сети активную $P_{ном}$ и реактивную $Q_{ном}$ мощности. В случае изменения напряжения $U$ сети активная мощность на валу двигателя остается практически постоянной, изменяются лишь потери активной мощности в двигателе на некоторую величину $\delta P$, которая может быть положительной и отрицательной в зависимости от изменения напряжения, типа двигателя и его коэффициента загрузки $k_з$. В общем виде для трехфазных асинхронных двигателей изменение активной мощности $P_{дв}$, потребляемой ими, определяют из следующего выражения:

$$P_{дв} = k_з P_{ном} + \Delta P_{ном} + \delta P = \\ = k_з P_{ном} + \Delta P_{ном}(1 + k_п), \qquad (14.32)$$

где $\Delta P_{ном}$ – потери активной мощности в двигателе при номинальном напряжении на его зажимах; $k_п$ – коэффициент пропорциональности, равный отношению дополнительных потерь активной мощности в двигателе $\delta P$ к величине $\Delta P_{ном}$

Анализ выражения (14 32) показывает, что наиболее существенное влияние на $\delta P$ оказывает коэффициент загрузки двигателя. На рис. 14.8 приведены зависимости изменения потерь активной мощности в асинхронных двигателях серий А и АО напряжением 380 В от изменения напряжения в пределах $\pm 10\%$ номинального. Эти зависимости построены для двигателей мощностью 1 – 100 кВт, имеющих синхронную частоту вращения 1000 – 3000 об/мин. Там же нанесены кривые изменения средних значений $\delta P$ для коэффициентов загрузки $k_з = 1$; 0,75 и 0,5. Из кривых, приведенных на рис. 14.8, видно, что при наиболее часто встречающихся на практике изменениях напряжения в пределах $\pm 5\%$ номинального абсолютное изменение потерь активной мощности относительно мало. Однако оно соизмеримо с потерями в элементах сети, а в некоторых случаях превышает их.

На рис. 14.9 представлены аналогичные зависимости для двигателей серий А и АО напряжением 6 кВ, с синхронной частотой

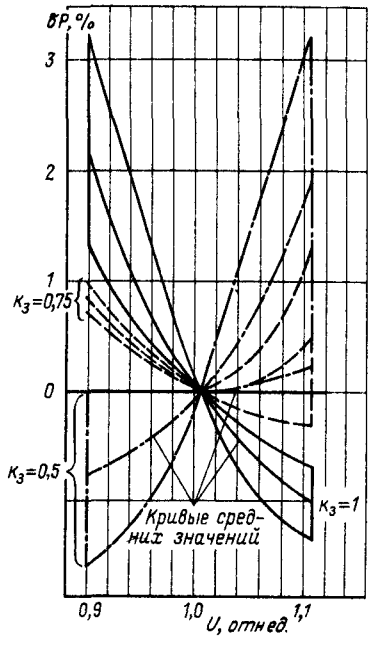



Рис. 14.8. Изменение потерь активной мощности $\delta P$ в асинхронных двигателях 380 В серий А и АО в зависимости от изменения напряжения при различных значениях коэффициента загрузки $k_з$

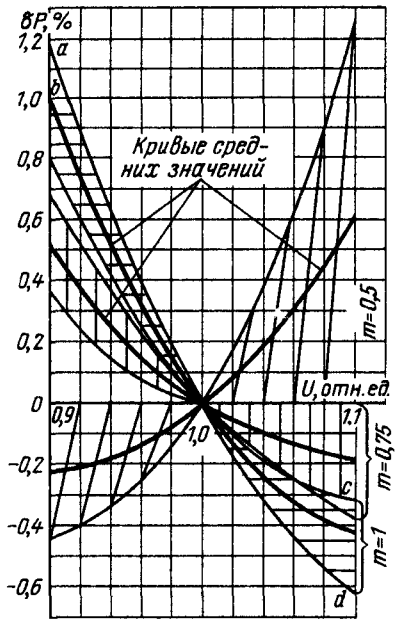



Рис. 14.9. Изменение потерь активной мощности $\delta P$ в асинхронных двигателях 6 кВ серий А и АО при различных значениях коэффициента загрузки $k_з$

вращения 600 – 1500 об/мин, мощностью 200 – 2000 кВт. Реактивная мощность $Q_{дв}$, потребляемая из сети трехфазным асинхронным двигателем, состоит из реактивной мощности намагничивания стали $Q_0$ и реактивной мощности рассеяния $Q_р$. При $U = U_{ном}$ и $k_з = 1$ потребляемая реактивная мощность

$$Q_{ном} = Q_{0ном} + Q_{р, ном}.$$

Значение $Q_{дв}$ в условиях изменяющегося напряжения сети в значительной мере зависит от коэффициента

$$K_б = Q_{0ном}/Q_{ном}.$$

На рис. 14.10 приведены зависимости дополнительной реактивной мощности $\delta Q$ (квар/кВт) от изменения напряжения для двигателей 380 В серий А и АО мощностью 1 – 100 кВт при коэффициентах загрузки $k_з$ = = 1 и 0,5.

На рис. 14.11 приведены зависимости изменения средних значений удельной дополнительной потребляемой реактивной мощности $\delta Q$ для двигателей 6 кВ серий А и АО с синхронной частотой вращения 1500 об/мин. Из графиков рис. 14.10 и 14.11 видно, что общим для всех рассмотренных двигателей является увеличение потребляемой реактивной мощности при увеличении подведенного напряжения. Удельное потребление $Q$ растет с уменьшением коэффициента загрузки; $\delta Q$ растет в зоне повышенных напряжений при уменьшении номинальной мощности двигателя. Для приближенных расчетов можно считать, что для наиболее распространенных трехфазных двигателей серии А мощностью 20 – 100 кВт повышение напряжения на 1% приводит к росту реактивной мощности приблизительно на 3%. Для двигателей меньшей мощности соответствующее увеличение потребляемой мощности достигает 5 – 7%. При изменении напряжения $U$ на зажимах двигателя изменяются его скольжение, а следовательно, и частота вращения.

Изменение частоты вращения двигателя $\delta n$ (рис. 14.12, 14.13) определяют из выражения

$$\delta n = \frac{n_и - n_{к, з, ном}}{n_0} \cdot 100.$$

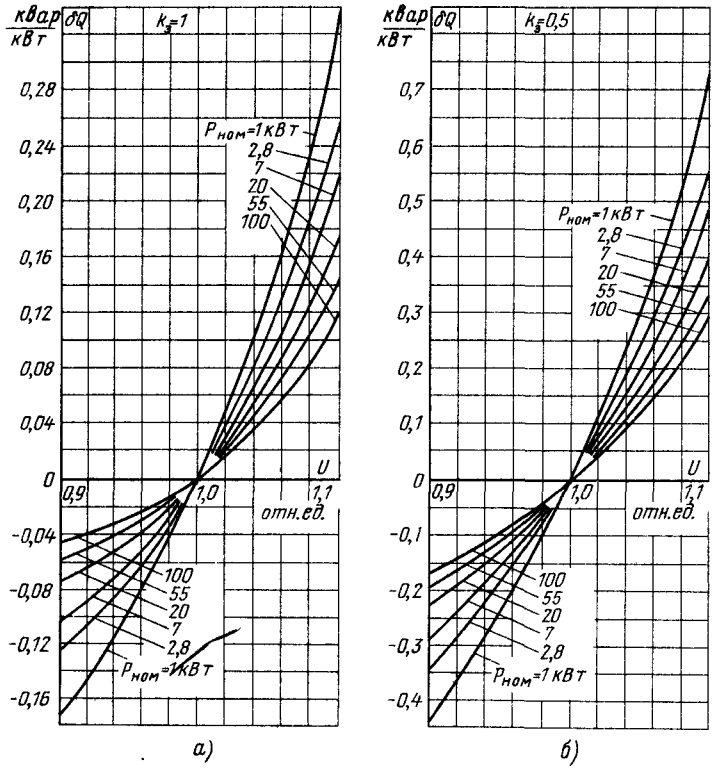



Рис. 14.10. Изменение удельной потребляемой дополнительной реактивной мощности $\delta Q$ двигателями 380 В серий А и АО (среднее значение) различной номинальной мощности:

*а* – при $k_з = 1$, *б* – то же при $k_з = 0,5$

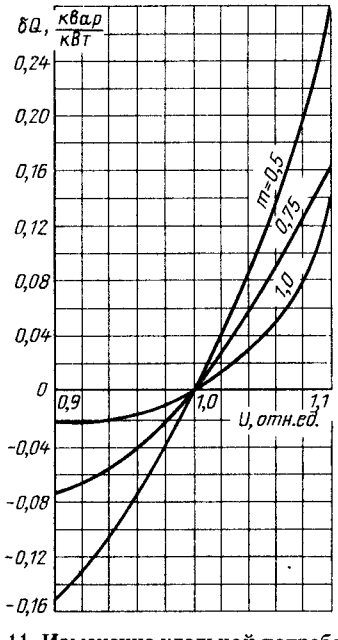



**Рис. 14.11. Изменение удельной потребляемой реактивной мощности $\delta Q$ для двигателей 6 кВ (средние значения)**

Здесь $n_u$ – частота вращения при напряжении $U$ и коэффициенте загрузки двигателя, равном $k_з$, об/мин; $n_{к,з,ном}$ – частота вращения при коэффициенте загрузки $k_з$ и номинальном напряжении, об/мин; $n_0$ – синхронная частота вращения двигателя, об/мин.

Частота вращения ротора у асинхронных двигателей в малой степени зависит от коэффициента загрузки. Однако при снижении напряжения на зажимах двигателя скольжение возрастает, и это обстоятельство может привести к существенному убытку на некоторых промышленных предприятиях.

Исследования, проведенные в шурупном цехе одного из метизно-металлургических заводов, подтверждают сказанное. Применяемые в нем для изготовления шурупов накатные автоматы типа А-251 снабжены приводным асинхронным двигателем серии А-42-4 мощностью 2,8 кВт. При снижении напряжения в сети на 10% номинального производительность накатных автоматов снижается. При изготовлении шурупов размером 4 × 40 и стоимости тонны их 401 руб. убыток на десяти станках составит 19 709 руб. в год при трехсменной работе, 7-часовой смене и при 300 рабочих днях в году.

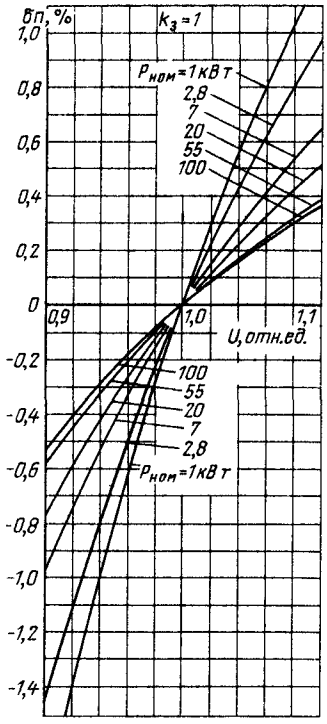



Рис. 14.12. Изменение частоты вращения двигателей 380 В серий А и АО различной номинальной мощности $P_{ном}$

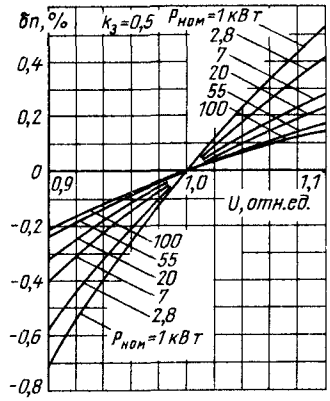



Рис. 14.13. Изменение частоты вращения двигателей 380 В серий А и АО различной номинальной мощности $P_{ном}$

Синхронные двигатели. В условиях работы с полной нагрузкой и при номинальном напряжении $U_{ном}$ на зажимах синхронный двигатель (СД) характеризуется номинальными значениями потребляемой активной мощности $P_{ном}$, потерь активной мощности $\Delta P_{ном}$ и располагаемой реактивной мощности $Q_{рс,ном}$ (в режиме перевозбуждения).

Располагаемая реактивная мощность $Q_{рс}$ и потери активной мощности $\Delta P$ являются функциями коэффициента загрузки $k_з$ статора СД и напряжения на его зажимах $Q_{рс} = f_1(k_з, U)$; $\Delta P = f_2(\psi, k_з, U_*)$, где $k_з = P/P_{ном}$ – относительное значение потребляемой СД активной мощности; $\psi = Q/Q_{нсм}$ – то же генерируемой или потребляемой реактивной мощности; $U_*$ – то же значение напряжения на зажимах двигателя.

Практически значения $k_з$ могут изменяться от 0,05 (режим, близкий к ХХ СД) до 1,1 и $\psi$ от –0,6 (режим потребления реактивной мощности) до $\psi_{рс}$ (относительная располагаемая СД реактивная мощность при рассматриваемых значениях $U$ и $k_з$).

На рис. 14.14 приведены зависимости изменения располагаемой реактивной мощности СД типа СДН16-104-6, 6300 кВт, 6 кВ от $k_з$ и $U_*$. Зависимость потерь активной мощности в СД от напряжения при $k_з = 0{,}8$ для $\psi = 0{,}025 \div 1$ приведена на рис. 14.15.

В табл. 14.2 приведены относительные значения располагаемых реактивных мощностей синхронных двигателей. Приближенно потери активной мощности, обусловленные

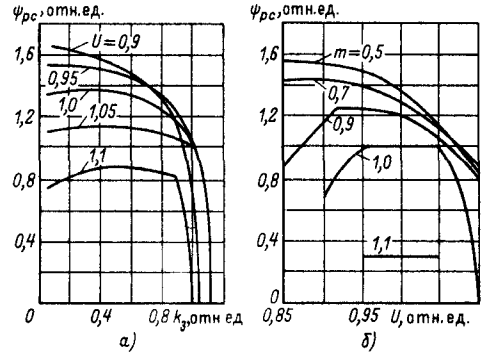



Рис. 14.14. Изменение располагаемой реактивной мощности синхронного двигателя СДН-16-104-6, 6300 кВт, 6 кВ:

*а* – в зависимости от коэффициента загрузки $k_з$ при различных значениях напряжения; *б* – в зависимости от напряжения при различных значениях коэффициента загрузки

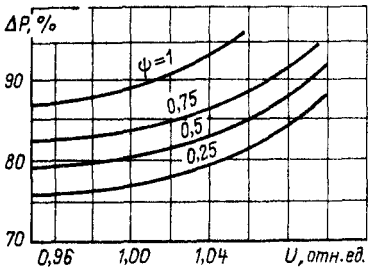



Рис. 14.15. Изменение потерь активной мощности в двигателе СДН-16-104-6 в зависимости от напряжения при $k_з = 0,8$ и различных значениях его реактивной мощности

генерацией реактивной мощности, определяют по формуле

$$\Delta P = D_1\psi + D_2\psi^2. \qquad (14.33)$$

Коэффициенты $D_1$ и $D_2$ в (14.33) зависят от параметров машины, но для конкретной машины неизменны. Значения этих коэффициентов приведены в табл. 14.2.

Из кривых, приведенных на рис. 14.16, видно, что для двигателей с низким КПД (типа СДН20-31-60) потери активной мощности резко возрастают, начиная с загрузки двигателей реактивной мощностью $\psi = 0,25$ и выше. Для СД с высоким КПД (типа СДН17-119-8) указанные зависимости изменяются незначительно.

Таблица 14.2. **Технические данные синхронных двигателей**

| Тип двигателя | $U_{ном}$, кВ | Номинальная мощность | | КПД, % | Располагаемая реактивная мощность двигателя при напряжении на зажимах, % | | | | | | Коэффициент, кВт | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 95 | | 100 | | 105 | | $D_1$ | $D_2$ |
| | | активная $P_{ном}$, кВт | реактивная $Q_{ном}$, квар | | Коэффициент загрузки двигателей | | | | | | | |
| | | | | | 0,6 | 0,8 | 0,6 | 0,8 | 0,6 | 0,8 | | |
| СДН14-49-6 | 6 | 1000 | 510 | 95,2 | 1,53 | 1,43 | 1,36 | 1,29 | 1,15 | 1,08 | 6,3 | 3,84 |
| СДН15-39-6 | 6 | 1600 | 811 | 95,7 | 1,47 | 1,35 | 1,35 | 1,26 | 1,21 | 1,12 | 8,42 | 5,28 |
| СДН16-69-6 | 6 | 4000 | 2005 | 96,7 | 1,41 | 1,25 | 1,32 | 1,23 | 1,16 | 1,12 | 15,7 | 11 |
| СДН16-104-6 | 6 | 6300 | 3147 | 97,1 | 1,45 | 1,31 | 1,32 | 1,25 | 1,12 | 1,09 | 18,8 | 12,5 |
| СДН17-119-8 | 6 | 10 000 | 4978 | 97,3 | 1,47 | 1,35 | 1,33 | 1,26 | 1,1 | 1,07 | 28,3 | 19,7 |
| СДН18-71-12 | 6 | 6300 | 3160 | 96,7 | 1,45 | 1,33 | 1,31 | 1,25 | 1,09 | 1,07 | 27,1 | 16,5 |
| СДН18-111-12 | 6 | 10 000 | 4991 | 97,4 | 1,55 | 1,45 | 1,37 | 1,3 | 1,14 | 1,08 | 30,6 | 20,8 |
| СДН19-54-24 | 6 | 4000 | 2027 | 95,6 | 1,41 | 1,28 | 1,27 | 1,23 | 1,07 | 1,07 | 24,4 | 23,4 |
| СДН18-14-40 | 6 | 320 | 181 | 85,5 | 1,44 | 1,37 | 1,30 | 1,24 | 1,12 | 1,08 | 7,43 | 4,71 |
| СДН18-24-40 | 6 | 500 | 268 | 90,8 | 1,48 | 1,4 | 1,32 | 1,26 | 1,13 | 1,08 | 8,7 | 6,4 |
| СДН19-31-60 | 6 | 800 | 429 | 90,4 | 1,47 | 1,39 | 1,31 | 1,25 | 1,06 | 1,05 | 14,2 | 11,8 |
| СДН20-31-60 | 6 | 1600 | 837 | 92,4 | 1,57 | 1,51 | 1,35 | 1,3 | 1,09 | 1,06 | 22,3 | 12,9 |
| ВДС-213/24-10 | 6 | 1300 | 663 | 95 | 1,47 | 1,28 | 1,42 | 1,29 | 1,33 | 1,33 | 7,62 | 6,93 |
| СДС16-41-20 | 6 | 800 | 416 | 93,6 | 1,53 | 1,45 | 1,33 | 1,28 | 1,1 | 1,06 | 7,2 | 5,95 |
| СДК18-16-36 | 6 | 400 | 216 | 90 | 1,52 | 1,46 | 1,33 | 1,28 | 1,12 | 1,07 | 5,78 | 5 |
| СТМ1500-2 | 6 | 1500 | 763 | 95,4 | 1,57 | 1,38 | 1,5 | 1,32 | 1,41 | 1,24 | 5,85 | 7,26 |
| СТМ3500-2 | 6 | 3500 | 1765 | 96,2 | 1,56 | 1,35 | 1,51 | 1,32 | 1,43 | 1,26 | 8,88 | 12,6 |
| СТМ1200-2 | 6 | 12 000 | 5972 | 97,5 | 1,57 | 1,34 | 1,54 | 1,33 | 1,48 | 1,28 | 29,6 | 43,2 |
| СДС319-125-16 | 6 | 19 500 | 7500 | 96,7 | 1,5 | 1,4 | 1,35 | 1,27 | 1,17 | 1,1 | 57,3 | 29,3 |
| МС325-20/12 | 10 | 9000 | 7500 | 85,5 | 1,8 | 1,59 | 1,47 | 1,43 | 1,07 | 1,04 | 78,7 | 37 |
| МС213-15/18 | 10 | 5000 | 3900 | 96,4 | 1,26 | 1,21 | 1,16 | 1,14 | 1,01 | 1,01 | 23,6 | 23,6 |
| ДС31811-6 | 10 | 2580 | 1307 | 95,6 | 1,57 | 1,42 | 1,46 | 1,32 | 1,29 | 1,17 | 12 | 4,92 |
| СДН315-49-10 | 10 | 1250 | 636 | 95,3 | 1,48 | 1,37 | 1,35 | 1,26 | 1,2 | 1,11 | 6,98 | 4,42 |
| СДН16-71-10 | 10 | 1600 | 830 | 94,7 | 1,7 | 1,59 | 1,43 | 1,38 | 1,11 | 1,06 | 8,55 | 6,63 |
| СДС316-10-6 | 10 | 1230 | 960 | 96,2 | 1,35 | 1,27 | 1,27 | 1,19 | 1,15 | 1,09 | 5,9 | 8,3 |
| СДС3290-12-16 | 10 | 4200 | 2136 | 95,4 | 1,65 | 1,57 | 1,4 | 1,35 | 1,11 | 1,06 | 18,9 | 14,7 |
| СДС319-125-16 | 10 | 18 500 | 5200 | 97,4 | 1,89 | 1,75 | 1,52 | 1,42 | 1,17 | 1,1 | 35,5 | 19,7 |

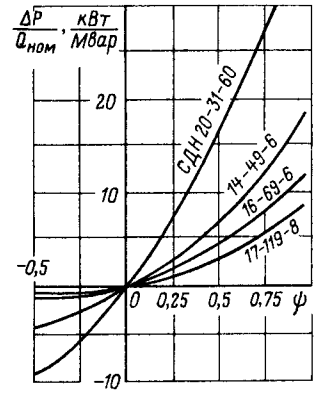



Рис. 14.16. Изменение удельных потерь активной мощности $\Delta P/Q_{ном}$ для синхронных двигателей различных типов в зависимости от различных значений их загрузки по реактивной мощности

Осветительные приемники электроэнергии. Снижение напряжения в осветительной сети приводит к уменьшению освещенности рабочих мест и как следствие к снижению производительности труда. Повышение напряжения в осветительной сети наносит значительный убыток народному хозяйству из-за необходимости частой замены ламп, срок службы которых в этих условиях резко снижается. Лампы накаливания характеризуются следующими номинальными параметрами: потребляемой мощностью $P_{ном}$, световым потоком $F_{ном}$, световой отдачей $\eta_{ном}$ (равной отношению излучаемого лампой светового потока к ее мощности) и средним номинальным сроком службы $T_{ном}$. На рис. 14.17 показано изменение этих параметров при отклонениях напряжения $V$ на зажимах ламп от номинального. При относительно небольших изменениях напряжения (в пределах $+10\%$ $U_{ном}$) указанные зависимости выражаются следующими приближенными формулами:

$$\left.\begin{aligned} F_* &= \frac{F}{F_{ном}} = \left(\frac{U}{U_{ном}}\right)^{3,6}; \\ P_* &= \frac{P}{P_{ном}} = \left(\frac{U}{U_{ном}}\right)^{1,6} \approx 1 + 1{,}5V; \\ \eta_* &= \frac{\eta}{\eta_{ном}} = \left(\frac{U}{U_{ном}}\right)^{2}; \\ T_* &= \frac{T}{T_{ном}} = \left(\frac{U}{U_{ном}}\right)^{-14}. \end{aligned}\right\} \quad (14.34)$$

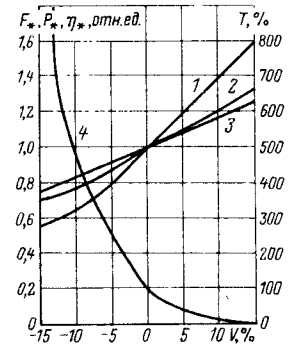



Рис. 14.17. Зависимость основных характеристик ламп накаливания от отклонений напряжения $V$:

*1* – световой поток $F_*$; *2* – световая отдача $\eta_*$; *3* – мощность $P_*$; *4* – средний срок службы $T$, %

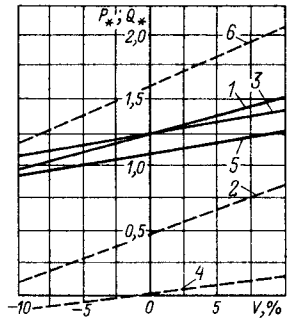



Рис. 14.18. Статические характеристики $P_* = f(U)$ и $Q_* = f(U)$ для люминесцентных ламп

Указанные статические характеристики приближенно выражают следующим образом (в зависимости от $V$, в относительных единицах):

а) для двух люминесцентных ламп, включенных по схеме с расщепленной фазой,

$$\left.\begin{aligned} P &= 2{,}5P_{л.ном}(1 + 1{,}5V); \\ Q &= 2{,}15P_{л.ном}(1{,}3V + 1{,}8V^2); \end{aligned}\right\} \quad (14.35)$$

б) для ламп ДРЛ (с учетом ПРА)

$$\left.\begin{aligned} P &= 1{,}08P_{л.ном}(1 + 1{,}5V); \\ Q &= 1{,}55P_{л.ном}(1 + 3V + 2{,}2V^2). \end{aligned}\right\} \quad (14.36)$$

На рис. 14.18 изображены приближенные зависимости изменения срока службы от отклонений напряжения $V$ для люминесцентных ламп в компенсированной схеме и ламп ДРЛ (кривая *1*) и для люминес-

центных ламп, включенных по схеме с расщепленной фазой (кривая *2*), при длительной работе в этих режимах.

Сплошными линиями изображены $P_* = f(V)$ и штриховыми линиями $Q_* = f(V)$, где $P_* = P/P_{л,ном}$ и $Q_* = Q/P_{л,ном}$. Кривые *1* и *2* – характеристики люминесцентных ламп в компенсированной схеме; *3* и *4* – характеристики люминесцентных ламп, включенных по схеме с расщепленной фазой; *5* и *6* – характеристики ламп ДРЛ.

Электротермические установки. Работа печей при наличии отклонений напряжения от номинального значения затрудняется: может иметь место снижение их производительности, а в некоторых случаях расстройство технологического процесса. Это приводит к значительному экономическому убытку. Проиллюстрируем это на одном из конкретных примеров. По данным отдела главного энергетика одного из ферросплавных заводов, производительность электроплавильной печи мощностью 10000 кВ·А за сутки при работе с напряжением 37 кВ составляла 44 т силикохрома. Для той же печи при напряжении 34 – 35 кВ (снижение напряжения на 5 – 9%) производительность уменьшилась до 38,6 т, т. е. примерно на 12%. Кроме уменьшения производительности при снижении напряжения отрицательно сказались на работе печей колебания напряжения. Например, при быстром повышении напряжения на 2 – 2,5 кВ электроды печей поднялись на 500 – 700 мм, что привело к обвалу холодной шихты в плавильную зону и к потере около 0,6 т металла. Для одного цеха, имеющего восемь печей мощностью по 10000 кВ·А, колебания производительности их вследствие изменения напряжения доходили до 30 т ферросилиция в сутки, что составляло более 8% общей производительности цеха. Ориентировочные подсчеты показали, что в этом случае в результате недостаточно хорошего качества напряжения производительность завода может снизиться примерно на 2000 т продукции за год.

## 14.6. ОТКЛОНЕНИЯ И КОЛЕБАНИЯ ЧАСТОТЫ

Отклонения частоты допускают в нормальных режимах работы энергетической системы в пределах ±0,1 Гц. Размах колебаний частоты не должен превышать 0,2 Гц. Такие жесткие требования обусловлены значительным влиянием частоты на ход технологических процессов производства. Стабилизация частоты становится все более необходимой. Вместе с тем можно отметить, что на работу ряда приемников электроэнергии отклонения частоты ощутимого влияния не оказывают (осветительные приборы, электротермические установки). В установившемся режиме частота во всей энергетической системе (связанной сетями переменного тока) одинакова и определяется частотой вращения генераторов. Однако последняя определяется частотой вращения первичных двигателей – турбин, которые имеют специальный регулятор частоты вращения (первичное регулирование), обладающий сравнительно большим статизмом (до 5%). Это значит, что частота вращения турбин зависит от механической нагрузки на ее валу и определяется расходом энергоносителя (пара, воды). Электрическая нагрузка генераторов, а следовательно, и механическая нагрузка турбин непрерывно изменяются. Поэтому должна изменяться и частота вращения генераторов (турбогенераторов): при росте нагрузки частота вращения (и частота сети) снижается, а при уменьшении – возрастает.

В настоящее время поддержание допустимых колебаний частоты (размахов колебаний частоты) в энергетических системах обеспечивается устройствами АРЧ. Средством поддержания частоты является включение в работу параллельно с энергосистемой собственных электростанций промышленных предприятий. Для стабилизации частоты дополнительно применяют вторичное регулирование – автоматическое регулирование частоты, которое в принципе должно быть астатическим. В связи с некоторой инерционностью оборудования и непрерывностью изменения нагрузки строгой стабилизации не получается.

Неблагоприятно сказываются отклонения частоты и на сети промышленных предприятий. В этом случае увеличиваются потери мощности и напряжения. При установке силовых фильтров, предназначенных для снижения уровней высших гармоник, возможны резонансные явления. При отклонении частоты в сети от номинального значения в цепи фильтра защитный реактор – конденсаторная батарея возникает резонанс напряжения на частоте $\nu_р$. При дальнейшем снижении частоты цепь будет иметь емкостный характер для всех генерируемых высших гармоник. Это может явиться причиной перегрузок конденсаторной батареи по току, выхода ее из строя, а также привести к перераспределению высших гармоник в сети. В связи с этим необходимо поддерживать частоту в пределах, установленных ГОСТ 13109 – 67*.

## 14.7. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

**Регулированием напряжения** называют процесс изменения уровней напряжения в характерных точках системы электроснабжения с помощью специальных технических средств, который осуществляется автоматически по наперед заданному закону.

Причинами отклонения напряжения за допустимые пределы являются: потери напряжения, вызываемые токами нагрузки, протекающими по элементам системы электроснабжения, неправильный выбор сечений токоведущих элементов и силовых трансформаторов, а также неправильное построение схем электроснабжения. Для регулирования напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий используют такие технические средства, как генераторы собственных электростанций предприятия, трансформаторы с РПН, линейные регуляторы, управляемые батареи конденсаторов, синхронные двигатели, снабженные автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ), синхронные компенсаторы. **Генераторы собственных электростанций предприятия** обычно связаны линиями электропередачи с приемниками электроэнергии и шинами цеховых подстанций через повысительные и понизительные трансформаторы. Отклонение напряжения на выводах генератора более чем на 5% номинального приводит к необходимости снижения его мощности. Поэтому использование генераторов собственных электростанций в качестве средств регулирования напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий весьма ограниченно.

Трансформаторы (автотрансформаторы) с РПН, как правило, должны устанавливаться на понижающих подстанциях, от которых производится питание промышленных электрических сетей. Распределительные трансформаторы с напряжением обмотки ВН 6 – 20 кВ должны выполняться с РПН в тех случаях, когда для технологических процессов требуется особенно высокое качество напряжения (например, электрические печи и т. п.). Их применение должно быть специально обосновано соответствующими технико-экономическими расчетами.

В настоящее время практически все массовые серии трансформаторов и автотрансформаторов до напряжения 500 кВ предусматривается выпускать в исполнении с РПН. Расширен диапазон регулирования трансформаторов с РПН и одновременно увеличено число и уменьшены отдельные регулировочные ступени. Так, двух- и трехобмоточные трансформаторы мощностью 6,3 – 80 МВ·А на 110 кВ имеют диапазон ± ± 16%, число ступеней ± 9 и величину ступени 1,78%. Ряд серий трансформаторов и автотрансформаторов на 220 кВ имеет РПН в пределах ± 10 × 1,2%.

Автотрансформаторы с высшим напряжением до 330 кВ изготовляют с РПН на стороне СН. При этом не всегда обеспечиваются требуемые режимы напряжения на стороне НН. Поэтому в необходимых случаях дополнительно устанавливают линейные регуляторы на стороне НН автотрансформатора.

По условиям работы переключающих устройств трансформаторы с РПН могут быть разделены на следующие основные группы:

1) трансформаторы 35 – 110 кВ с АРН на понижающих подстанциях, питающих промышленные сети, имеющие, как правило, не менее 20 – 30 переключений в сутки;

2) индивидуальные стабилизирующие трансформаторы малой мощности для электроснабжения специальных потребителей, требующих особо высокого качества напряжения, характеризующиеся очень частыми переключениями. В этих случаях приходится применять переключающие устройства, работающие с существенной недогрузкой. В наиболее тяжелых случаях целесообразно применять бесконтактные устройства с плавным регулированием, например трансформаторы с подмагничиванием, с подвижными обмотками и т. д.;

3) трансформаторы с РПН в промышленных установках для питания электрических печей и электролизных ванн, где частота переключений иногда достигает 200 в сутки. Эти трансформаторы снабжают сравнительно мощными переключающими устройствами с большим диапазоном регулирования.

Линейные регуляторы (линейные регулировочные автотрансформаторы) изготовляют следующих серий:

а) трехфазные 400 – 630 кВ·А, РПН ± ± 10%, число ступеней ± 6, 6 – 35 кВ;

б) трехфазные 1600 – 6300 кВ·А, РПН ± ± 10%, число ступеней ± 8, 6 – 10 кВ;

в) трехфазные 16 – 100 МВ·А, РПН ± ± 15%, 6,3 – 36,75 кВ;

г) трехфазные 63 и 125 МВ·А, РПН ± ± 15%, 110 кВ.

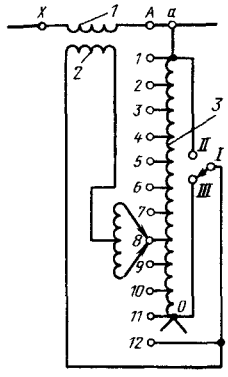



Рис. 14.19. Принципиальная схема соединений обмоток фазы *A* линейного регулировочного трансформатора (ЛР):

*1* – последовательная обмотка последовательного трансформатора, *A* – *X*; *2* – возбуждающая обмотка последовательного трансформатора; *3* – обмотка регулировочного автотрансформатора; *a* – нуль

Для промышленных электрических сетей наибольшее значение имеют линейные регуляторы серии 3, основные данные которых приведены в табл. 14.3. Регуляторы этой серии имеют регулировочный автотрансформатор, последовательную обмотку *1* которого включают в рассечку линии (рис. 14.19) так, что ее зажим *X* подсоединяют к стороне регулируемого напряжения, а зажим *A* – к стороне отрегулированного напряжения. Возбуждающая обмотка *2* питается от обмотки автотрансформатора *3*. Зажим *a* этой обмотки подключают к линии со стороны отрегулированного напряжения.

Управляемые батареи конденсаторов выпускаются в виде комплектных установок на напряжения 0,38; 6 и 10 кВ. Установки серии ККУ-0,38 с автоматическим регулированием мощности предназначаются для внутренней установки на напряжение 380 В и имеют мощность 80 – 280 квар. Установки на напряжения 6 и 10 кВ выпускают для внутренней и наружной установки. Установки серии ККУ-0,38 состоят из конденсаторов и смонтированного в стальном шкафу вспомогательного оборудования (автоматический выключатель, устройство автоматического регулирования мощности, трансформаторы тока, разрядные лампы и амперметры). Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок ККУ-0,38 одноступенчатое. Оно может осуществляться по времени суток с помощью электрочасов или по уровню напряжения сети с помощью АРН, отключающего установку с выдержкой времени 2 – 3 мин. Разрабатывают новую, более совершенную серию ККУ напряжением 380 В и мощностью 80 – 480 квар, предназначенную для компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения в промышленных сетях. Серия имеет шесть типов установок с многоступенчатым регулированием мощности. Мощность ступени около 80 квар. Серийно выпускают установки КУ-6, КУ-10 и КУН-10 (внутреннего исполнения) и КУН-6 и КУН-10 (наружного исполнения) на напряжения 6 и 10 кВ мощностью 330 – 500 квар. Технические и некоторые экономические данные указанных установок приведены в [18].

Конденсаторные установки серии КУ состоят из конденсаторов и вспомогательного электрооборудования (трансформаторы напряжения и предохранители 6 – 10 кВ). Они смонтированы в отдельных ячейках. Установки состоят из одной вводной ячейки и двух (установки КУ-10-I и КУ-6-I) или трех (установки КУ-10-II или КУ-6-II) конденсаторных ячеек, соединенных между собой. Во

Таблица 14.3. **Технические данные трехфазных линейных регуляторов серии 3 мощностью 16 – 100 МВ·А, напряжением 6 – 35 кВ**

| Тип | Проходная мощность, МВ·А | Напряжение при ХХ, кВ | | Напряжение КЗ, %, отнесенное к проходной мощности | | | Суммарные потери в положении +15%, кВт |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | на входе | на выходе | +15% | +1,5% | −15% | |
| ЛТМН-16000/10 | 16 | 6,6 | 6,6 ± 15% | 1,6 | 1,39 | 1,18 | 38,99 |
| | | 11 | 11 ± 15% | 1,59 | 1,37 | 1,33 | 38,98 |
| ЛТМН-25000/10 | 25 | 6,6 | 6,6 ± 15% | — | — | — | — |
| | | 11 | 11 ± 15% | 1,76 | 1,52 | 1,31 | 61 |
| ЛТДН-40000/10 | 40 | 6,6 | 6,6 ± 15% | 1,63 | 1,42 | 1,21 | 86,73 |
| | | 11 | 11 ± 15% | 1,59 | 1,39 | 1,18 | 93,83 |
| ЛТДН-100000/35 | 100 | 38,5 | 38,5 ± 15% | 1,54 | 1,34 | 1,14 | 166,68 |
| ЛТДН-63000/35 | 63 | 38,5 | 38,5 ± 15% | 1,63 | 1,42 | 1,21 | 148,1 |

вводной ячейке установлены предохранители и трансформаторы напряжения, в конденсаторных – два яруса конденсаторов.

Установки имеют одноступенчатое автоматическое регулирование по времени суток или напряжению сети. Установки серии КУ некомплектные и рассчитаны на присоединение к стандартной ячейке КРУ, в которой располагается аппаратура защиты и автоматического регулирования мощности. Тип КРУ определяется местными условиями. В качестве выключателей для автоматического управления БК напряжением до 1 кВ применяют автоматические выключатели и контакторы с необходимыми видами защит и сигнализацией. Для автоматического управления комплектными конденсаторными *установками типа ККУ на напряжения* 6 и 10 кВ применяют масляные или вакуумные выключатели. Не рекомендуется применять для этой цели выключатели нагрузки. Для регулирования мощности конденсаторных батарей применяют различные устройства, например типа АРКОН, которое выполнено в виде щитового прибора и может быть использовано в установках напряжениями 6–10 кВ и до 1 кВ. АРКОН осуществляет регулирование по напряжению или по напряжению с коррекцией по току нагрузки и углу между ними. Возможно устанавливать малые значения зоны нечувствительности (до 0,5%), что увеличивает точность регулирования. Устройство обеспечивает форсированное включение секции БК при уменьшении напряжения ниже заданного уровня.

*Синхронные двигатели используют для* регулирования напряжения, если они имеют АРВ с установкой по заданному напряжению. Не все типы СД и не во всех случаях используют в качестве источников реактивной мощности и средств регулирования напряжения. Например, тихоходные СД для этих целей не применяют из-за низкого КПД. Целесообразность применения СД для регулирования напряжения определяют технико-экономическим расчетом.

Синхронные компенсаторы (СК) являются источниками реактивной мощности и служат для компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения в электрических сетях. Работу синхронных компенсаторов можно сравнить с холостым ходом СД. Отсутствие активной нагрузки на валу позволяет использовать облегченные конструкции СК. Синхронные компенсаторы выпускают мощностью 5–75 Мвар с напряжением статорной обмотки 6,3 и 11 кВ; мощностью до 30 Мвар с воздушным охлаждением, а мощностью 37,5; 50 и 75 Мвар – с водородным; СК могут работать в перевозбужденном и недовозбужденном режимах. Отстающая мощность СК составляет 0,5–0,65 опережающей. Отчасти это объясняется тем, что режим работы СК с отстающей мощностью характеризуется меньшей устойчивостью. СК оборудуют схемой АРВ. Если СК служит для регулирования напряжения в сети, то применяют быстродействующие регуляторы возбуждения, реагирующие на отклонения напряжения. СК рекомендуется устанавливать на ГПП промышленных предприятий и подстанций связи с энергосистемой.

**Способы изменения и регулирования режима напряжений.** Для обеспечения требуемого режима напряжений на зажимах приемников электроэнергии используют следующие *способы регулирования напряжения: на* шинах электростанций и подстанций, на отходящих линиях, совместное и дополнительное. К способам изменения напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий относят изменение сопротивления элементов и участков сети, изменение протекающей по сети реактивной мощности, а также изменение коэффициента трансформации нерегулируемых (с переключением ответвлений без возбуждения – ПБВ) трансформаторов.

Регулирование напряжения на шинах электростанций и подстанций. На шинах изолированно работающих электростанций промышленных предприятий осуществляют так называемое встречное регулирование напряжения. *Изменением тока возбуждения генераторов* повышают напряжение в часы максимума нагрузок и снижают напряжение в часы минимума нагрузок. Напряжение на шинах понизительных подстанций 6–20 кВ регулируют при помощи трансформаторов с РПН, ЛР, управляемых БК, СК, СД с АРВ. На рис. 14.20 приведены два возможных варианта схем понизительных подстанций, на шинах которых производят регулирование напряже-

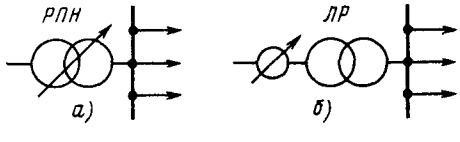



Рис. 14.20. Регулирование напряжения на шинах:

*а* – с помощью регулировочного трансформатора, *б* – с помощью линейного регулятора (*ЛР*), включенного последовательно с нерегулируемым трансформатором

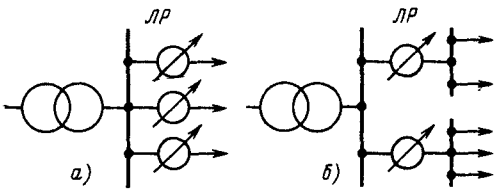



Рис. 14.21. Регулирование напряжения на отходящих линиях:
*а* – на каждой линии; *б* – на группе линий

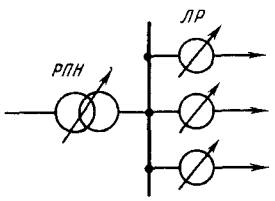



Рис. 14.22. Совместное регулирование напряжения на шинах и отходящих линиях

ния. Такой способ регулирования применяют при отходящих от шин линиях, имеющих подобные графики нагрузок. На практике такие случаи встречаются редко. Однако ПУЭ и руководящие указания по регулированию напряжения требуют осуществления встречного регулирования напряжения на всех сооружаемых понизительных подстанциях. Поэтому при наличии разнородных по характеру графиков нагрузок линии группируют по возможности так, чтобы к отдельным секциям шин были присоединены линии со сходными графиками нагрузок.

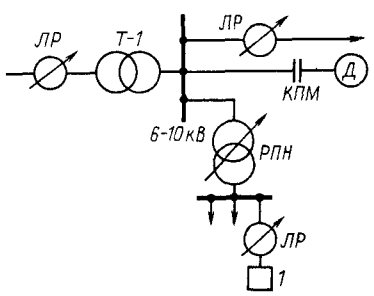



Рис. 14.23. Возможные пункты расположения регулирующих устройств в электрической сети:
*1* – отдельный приемник, особо чувствительнй к изменениям напряжения

Регулирование напряжения на отходящих линиях. Регулирование напряжения на каждой отходящей от шин подстанции линии является более совершенным и эффективным способом по сравнению с регулированием на шинах. В этом случае используют трансформаторы с РПН, ЛР и конденсаторы для поперечной компенсации. Этот способ регулирования получается дорогим при достаточно развитых системах электроснабжения из-за необходимости установки большого количества регулирующих устройств; если возможно, применяют регулирование напряжения для группы линий. На рис. 14.21 приведены структурные схемы регулирования напряжения на отходящих линиях. Для осуществления совместного регулирования напряжения используют средства, перечисленные выше. Совместное регулирование применяют, когда невозможно создать требуемый режим напряжения в системе электроснабжения с помощью только одного способа. Принцип построения схем с использованием совместного регулирования показан на рис. 14.22.

Дополнительное регулирование применяют, когда с помощью указанных способов не удается обеспечить требуемое качество напряжения у некоторой части потребителей электроэнергии. Для этого используют ЛР и конденсаторы (поперечной и продольной компенсации). Структурная схема расположения регулирующих устройств для случая применения дополнительного регулирования показана на рис. 14.23.

Изменение сопротивлений элементов сети. Практически изменение сопротивлений сети связывают с изменением напряжений в ней при выборе сечений проводов и жил кабелей с учетом отклонений напряжения у приемников электроэнергии (по допустимой потере напряжения), а также при применении последовательного включения конденсаторов в воздушных линиях. Выбор сечений проводов и жил кабелей по допустимой потере напряжения производят обычными методами. При этом помимо заданной допустимой потери напряжения должны быть известны следующие дополнительные условия: необходимость выполнения всех участков сети с одинаковым сечением проводов, или обеспечение минимального расхода цветного металла, или обеспечение неизменной плотности тока во всех элементах сети и т. п.

На практике выбор соответствующего условия выполнения сети производят на основании учета местных условий. Последовательное включение конденсаторов (продоль-

ная емкостная компенсация) в фазы линии снижает потери напряжения в сети. Например, в воздушной линии с сопротивлениями $R_л$ и $X_л$ потери напряжения при прохождении тока $I$ и отсутствии конденсаторов

$$\Delta U = \sqrt{3} I \cos\varphi R_л + \sqrt{3} I \sin\varphi X_л = \\ = \sqrt{3} I_a R_л + \sqrt{3} I_p X_л = \Delta U_a + \Delta U_p, \quad (14.37)$$

где $\Delta U_a$, $\Delta U_p$ – активные и реактивные потери напряжения; при включении конденсаторов

$$\Delta U' = \sqrt{3} I_a R_л + \sqrt{3} I_p (X_л - X_к) = \Delta U_a + \Delta U'_p. \quad (14.38)$$

Добавка напряжения, создаваемая последовательно включенными конденсаторами, пропорциональна току нагрузки и автоматически изменяется при изменениях его значения практически безынерционно. Степень компенсации индуктивного сопротивления в линии определяют по выражению

$$a = \frac{X_к}{X_л} \cdot 100. \quad (14.39)$$

Изменение передаваемой реактивной мощности. Регулируя долю выработки реактивной мощности различными источниками, можно изменять потери напряжения на рассматриваемом участке сети. Это следует из формулы для определения потери напряжения в линии с сопротивлениями $R_л$ и $X_л$ при мощности нагрузки $P_н + jQ_н$

$$\Delta U = \frac{P_н R_л}{U} + \frac{(Q_н - Q_{к,у}) X_л}{U_н}, \quad (14.40)$$

где $Q_{к,у}$ – мощность КУ.

Отсюда следует, что, снабдив компенсирующее устройство автоматическим регулятором, можно использовать КУ в целях регулирования напряжения местными средствами. Удельную мощность БК $Q_{к0}$, которую необходимо иметь для повышения напряжения в конце линии на 1%, определяют из выражения

$$Q_{к0} = \frac{10 U_н^2}{X}. \quad (14.41)$$

Изменение коэффициента трансформации распределительных трансформаторов. Понижающие распределительные трансформаторы с ПБВ имеют основное и несколько дополнительных ответвлений на стороне ВН. Основное ответвление имеет напряжение, равное номинальному напряжению $U_{ном}$ сети. При этом ответвлении коэффициент трансформации трансформатора называют номинальным. В настоящее время трехфазные распределительные трансформаторы (РТ) изготовляют с четырьмя дополнительными ответвлениями: +5; +2,5; −2,5 и −5%. Изменяя регулировочное ответвление трансформатора, изменяют так называемые добавки напряжения, получающиеся во вторичной сети, по сравнению с первичной. Значение добавки определяют по формуле

$$E = \left( \frac{U_{2ном*}}{U_{1ном*}} - 1 \right) \cdot 100\%, \quad (14.42)$$

где $U_{2ном*}$ – относительное номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора; $U_{1ном*}$ – относительное номинальное напряжение первичной обмотки с учетом выбранного регулировочного ответвления.

В табл. 14.4 приведены значения добавок напряжения для трансформаторов с ПБВ, имеющих коэффициент трансформации 6 – 20/0,4 кВ.

Таблица 14.4. **Добавки напряжения трансформаторов с ПБВ с коэффициентом трансформации 6 – 20/0,4 кВ**

| Регулировочное ответвление обмотки первичного напряжения | | Добавка напряжения трансформатора, % | | Ширина зоны регулировочного ответвления, % |
|---|---|---|---|---|
| Порядковый номер | % | Точно | Округленно | |
| 1 | +5 | 0,25 | 0 | 2,45 |
| 2 | +2,5 | 2,7 | 2,5 | 2,56 |
| 3 | 0 | 5,26 | 5 | 2,7 |
| 4 | −2,5 | 7,96 | 7,5 | 2,84 |
| 5 | −5 | 10,8 | 10 | 2,84 |

**Анализ режима напряжений в распределительных сетях.** На рис. 14.24 представлена принципиальная схема распределительных сетей напряжением 6 – 20 кВ (СН) и напряжением до 1 кВ (НН). При анализе режима напряжений в распределительных сетях определяют требуемые законы регулирования управляемых компенсирующих и регулирующих устройств, установленных в сетях, допу-

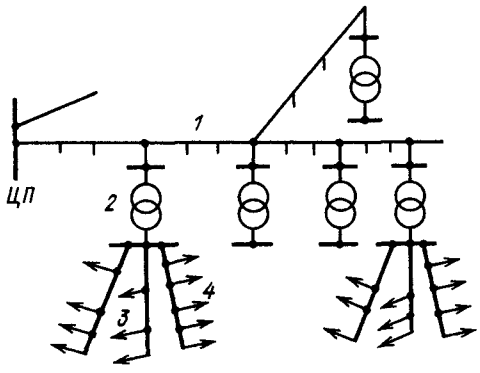



Рис. 14.24. Принципиальная схема распределительной сети СН и сети НН:

*1* – линии сети СН; *2* – распределительные трансформаторы РТ; *3* – линии сети НН; *4* – приемники электроэнергии

стимые значения потерь напряжения в сети НН, целесообразные значения ступеней и диапазона регулирования и т. п. При этом учитывают многочисленные факторы. К числу их, например, относят схему сети и характерные режимы ее работы, графики изменения нагрузок во времени, различие мест присоединения распределительных трансформаторов РТ к сети СН, а также мест присоединения приемников электроэнергии к сети НН, возможные рабочие положения регулировочных ответвлений у РТ и ПБВ, значения зоны нечувствительности ε автоматических регуляторов и т. п. В связи с этим приходится проводить обобщенный анализ режима напряжений и условий регулирования напряжения в распределительных сетях СН и НН и на шинах ЦП совместно. Для приближенного представления о возможных режимах напряжения на шинах ЦП и во всех распределительных сетях в целом используют графические представления с учетом крайних, наиболее характерных режимов их работы – обобщенную диаграмму режима напряжений, а также эпюры или графики изменения режима напряжения в распределительных сетях СН и НН; при этом для каждого пункта его напряжение характеризуется отклонением $V$ от номинального напряжения $U_{ном}$ для данной сети. Все значения отклонений напряжения, потерь напряжения, добавок напряжения выражают в процентах соответствующего значения.

Исходные положения. Анализ режима напряжения ведут одновременно для всей распределительной сети, присоединенной к некоторому ЦП и состоящей из разветвленной сети СН, всех РТ и всех сетей НН, присоединенных к этим РТ (рис. 14.24). При этом предполагают, что в любом пункте сети СН может быть включен РТ и что в любой точке распределительной сети НН может быть присоединен приемник электроэнергии. В качестве критерия правильности решения вопросов регулирования напряжения применяют следующее условие: отклонения напряжения $V$ от номинального значения всех приемников, присоединенных к рассматриваемой сети, не должны выходить за пределы технически допустимых значений (положительного $V_+$ и отрицательного $V_-$)

$$V_+ \geqslant V \geqslant V_-. \qquad (14.43)$$

При этом все участки сети и все нагрузки предполагают трехфазными и симметричными. Рассматривают два предельных рабочих режима: наибольших и наименьших нагрузок.

При принятых исходных условиях все остальные возможные режимы работы сети являются промежуточными и находятся между указанными предельными. Отклонения от номинального напряжения в каком-либо пункте сети в режиме наибольших нагрузок и значения потерь напряжения на участке сети в этом режиме отмечают одним штрихом ($V'$, $\Delta U'$), а в режиме наименьших нагрузок – двумя штрихами ($V''$, $\Delta U''$). Нижний индекс у $V$ показывает, к какой части или пункту рассматриваемой сети относится указанное отклонение напряжения. Например, $V'_н$ означает, что это отклонение напряжения в режиме наибольших нагрузок имеет место на шинах ЦП, $V''_2$ – отклонение напряжения в пункте *2* сети в режиме наименьших нагрузок. Аналогичными индексами отмечают и значения потерь напряжения – в сети СН $\Delta U_с$ и в сети НН $\Delta U_н$. Разность между отклонениями напряжений $V'$ в режиме наибольшей нагрузки и $V''$ в режиме наименьшей нагрузки для данного пункта сети называют диапазоном отклонений напряжения

$$d = V' - V''. \qquad (14.44)$$

Условия обеспечения требуемого режима напряжений. Из анализа напряжений следует, что для обеспечения желаемого режима напряжений у приемников электроэнергии необходимо выполнить ряд требований. Если хотя бы одно из этих требований остается невыполненным, то допустимые отклонения напряжения у приемника электроэнергии могут не полу-

читься. Требования эти следующие: со стороны питающей сети и к выходным зажимам понижающих трансформаторов должно быть подведено напряжение, находящееся в допустимых пределах; автоматический регулятор напряжения, управляющий устройствами РПН понижающих трансформаторов, должен иметь специально выбранные уставки (применительно к данным условиям); в распределительной сети СН потеря напряжения не должна быть больше допустимого значения; РТ должны быть включены на специально подобранные рабочие регулировочные ответвления; в сетях НН наибольшие потери напряжения не должны выходить за допустимые пределы.

Допустимые пределы для подведенного со стороны питающей сети напряжения определяются располагаемым диапазоном регулирования у понижающих трансформаторов. Эти пределы у имеющихся в эксплуатации трансформаторов различны. В настоящее время трансформаторы с высшим напряжением 110 кВ имеют диапазон регулирования $\pm 16\%$ ($9 \times 1{,}78\%$), а с высшим напряжением 220 кВ – диапазон $\pm 12\%$ ($8 \times 1{,}5\%$). Однако в некоторых случаях и этого оказывается недостаточно. Для исправления режима напряжения (при выходе за допустимые пределы) у приемного конца питающей сети потребовалось бы, например, применение управляемой батареи конденсаторов достаточно большой мощности.

Для компенсации потерь напряжения в промышленной сети СН и в РТ должны быть правильно выбраны уставки регулятора, т. е. отклонения в режимах наибольших и наименьших нагрузок или, что то же, отклонение напряжения в режиме наибольших нагрузок и коэффициент отрицательного статизма.

В простейших промышленных сетях СН обычно не возникает трудностей с ограничениями потерь напряжения в связи с относительно малой протяженностью этих сетей. При РТ с четырьмя дополнительными регулировочными ответвлениями $\pm 2 \times 2{,}5\%$ допустимая потеря напряжения получается около 10%, что является вполне достаточным. Более того, в промышленных сетях рабочие ответвления – $2 \times 2{,}5\%$, как правило, оказываются неиспользованными.

Требуемое рабочее положение регулировочного ответвления у РТ определяется местом включения данного трансформатора в сеть СН. Сеть СН разделяют на зоны по 2,5% потерь напряжения в режиме наибольших нагрузок (2,5% определяется ступенью регулировочных ответвлений у РТ). В каждой зоне присоединенные РТ включают на одно и то же рабочее ответвление.

Независимо от действительных потерь напряжения в сети СН потери напряжения в сети НН ограничиваются прежде всего предельно допустимыми отклонениями напряжения у приемника электроэнергии. Кроме того, приходится учитывать влияние ступени регулировочных ответвлений у РТ. Применение РТ со ступенью в 2,5% вместо РТ со ступенью в 5% позволяет увеличить на 2,5% допустимые потери напряжения в сетях НН.

Изменение действующих значений напряжений из-за несимметрии и высших гармоник является показательным только для таких приемников электроэнергии, как осветительные приборы и термические установки. Необходимое значение этого превышения определяется конкретными местными условиями. Таким образом, необходимо правильно выбрать диапазон регулирования напряжения на шинах ЦП, т. е. диапазон уставок регулятора напряжения на трансформаторе с РПН (или другого регулирующего устройства, установленного в ЦП).

С помощью тех или иных средств регулирования напряжения, установленных в ЦП, осуществляют встречное регулирование напряжения, при котором в часы максимума нагрузок на шинах ЦП поддерживается повышенный уровень напряжения, а в часы минимума нагрузок – пониженный. Диапазон регулирования напряжения на шинах ЦП определяется диапазоном изменения потерь напряжения в сети.

Выбор закона регулирования напряжения на ЦП производят для предельных режимов совместно с выбором регулировочных ответвлений РТ. Соотношение между отклонениями в различных точках сети СН и НН и потерями напряжения в ее элементах показано на рис. 14.25. На рис. 14.25, *а* представлена схема питания от шин ЦП одного распределительного трансформатора РТ 6 – 20/0,4 кВ. Для упрощения вначале предположим, что к сети СН не присоединены приемники электроэнергии напряжением 6 – 10 кВ. Рассмотрим влияние режима напряжений в ЦП, сети СН и трансформаторах на изменение режима напряжений в сети НН и у приемников электроэнергии. Точка *I* – зажимы первичного напряжения РТ, точка *II* – зажимы вторичного напряжения РТ, точка *A* – место присоединения ближайшего приемника электроэнергии и точка *B* – место присоединения наиболее удаленного приемника электроэнергии к линии сети НН. На рис. 14.25, *б* представлен график измене-

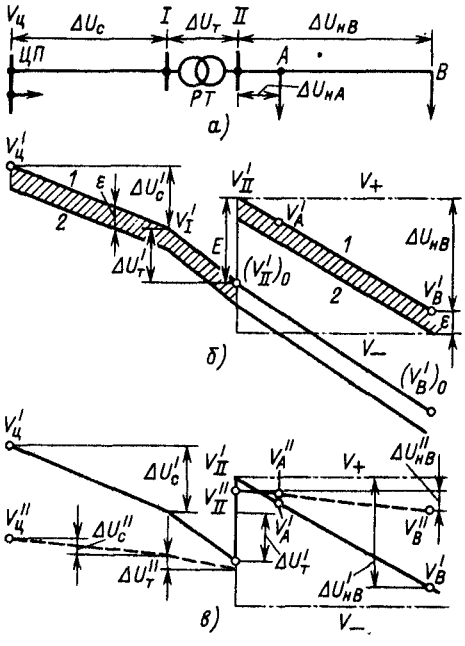



Рис. 14.25. Принципиальная схема распределительной сети СН (*а*) и предельные графики изменения напряжения в ней в режиме наибольших (*б*) и наименьших (*в*) нагрузок (потерь напряжения)

ния режима напряжений в рассматриваемой сети. При этом на оси абсцисс отложены потери напряжения в режиме наибольших нагрузок (для упрощения соответствующие значения $\Delta U$ на оси абсцисс не указаны), а по оси ординат – значения отклонений напряжений.

Регулирующее устройство в ЦП имеет зону нечувствительности ε. Поэтому значение отклонения напряжения для любой точки сети не может быть определено точно. Известными являются наибольшие и наименьшие возможные значения отклонений. Фактические значения $V$ в различных точках сети находятся внутри заштрихованной зоны, ограниченной на рисунке линиями *1* и *2*. Ширина этой зоны равна ширине зоны нечувствительности регулирующего устройства. Обычно на графиках напряжения указывают только одну верхнюю линию 1-й зоны. При этом имеют в виду, что фактические значения отклонений могут быть меньше указанных на некоторую долю или на всю ширину зоны нечувствительности ε.

На графике напряжений, изображенном на рис. 14.25, *б*, видно, что при добавке напряжения $E$ (создаваемого РТ), примерно равной нулю (см. табл. 14.4), напряжение на шинах *II* РТ будет равно $(V'_{II})_0$. Режим напряжений в сети НН для этого случая показан на рис. 14.25, *б* тонкими линиями. При работе в этих условиях отклонение напряжения $(V'_B)_0$ у наиболее удаленного потребителя $B$ было бы значительно ниже допустимого предельного значения $V_-$. В целях исправления режима напряжений необходимо выбрать другое регулировочное ответвление с добавкой напряжения $E$, не равной нулю ($E \neq 0$). При этом отклонение напряжения на зажимах *II* РТ равно $V'_{II}$, у ближайшего приемника электроэнергии $A$ – $V'_A$ и у наиболее удаленного приемника электроэнергии $B$ – $V'_B$. Таким образом, в рассматриваемом предельном режиме наибольших нагрузок отклонения напряжения на зажимах всех приемников электроэнергии не будут выходить за допустимые пределы.

Рассмотрим другой предельный режим – наименьших нагрузок. В этом случае потери напряжения $\Delta U''_т$ в трансформаторе и сети НН $\Delta U''_н$ будут значительно меньше, чем соответствующие значения в режиме наибольших нагрузок. Если отклонение напряжения на шинах ЦП в режиме наименьших нагрузок будет таким же, как и в режиме наибольших нагрузок, $V''_ц = V'_ц$, то при выбранном регулировочном ответвлении РТ отклонения напряжений в начале сети НН будут слишком большими: $V''_{II} = V'_+$. При этом приемники электроэнергии, присоединенные в начале сети НН, будут работать в недопустимых условиях. Во избежание этого напряжение на шинах ЦП в режиме наименьших нагрузок должно быть снижено по сравнению с напряжением в режиме наибольших нагрузок. Иначе говоря, на шинах ЦП должно быть обеспечено встречное регулирование напряжения или так называемое регулирование с отрицательным статизмом по нагрузке.

На рис. 14.25, *в* показаны графики изменения напряжений в сетях СН и НН для режима наименьших нагрузок. Из графиков напряжений (рис. 14.25, *в*) видно, что отклонения напряжения на зажимах ближайшего $A$ и наиболее удаленного $B$ приемников электроэнергии зависят от отклонения напряжения на шинах ЦП, потерь напряжения в сети СН и НН и выбранного регулировочного ответвления обмотки РТ (характеризуемого добавкой напряжения $E$). Это записывают следующим образом:

$$V_A = V_ц - (\Delta U_с + \Delta U_т + \Delta U_{н,A}) + E; \quad (14.45)$$

$$V_B = V_ц - (\Delta U_с + \Delta U_т + \Delta U_{н,B}) + E - \varepsilon. \quad (14.46)$$

Отсюда устанавливают ограничения для возможных отклонений в ЦП, потерь напряжения в сети и регулировочных ответвлений обмоток РТ

$$V_ц - (\Delta U_с + \Delta U_т + \Delta U_{н,A}) + E \leqslant V_+; \quad (14.47)$$

$$V_ц - (\Delta U_с + \Delta U_т + \Delta U_{н,B}) + E - \varepsilon \geqslant V_-. \quad (14.48)$$

Учитывая, что ширина зоны между регулировочными ответвлениями примерно равна 2,5%, получают приближенную формулу для определения допустимой потери напряжения в сети СН

$$\Delta U_{с,доп} \leqslant 2{,}5X. \quad (14.49)$$

Из (14.49) видно, что, если в рассматриваемой распределительной сети используют четыре регулировочных ответвления из пяти имеющихся, в сети СН могут быть допущены потери напряжения около 10%. Опыт показывает, что в промышленных распределительных сетях СН допустимые потери напряжения во многих случаях не являются ограничивающими в отношении режима напряжений или при выборе параметров сети.

**Способы и средства уменьшения уровней высших гармоник.** Наличие высших гармоник в напряжении и токах электрических сетей отрицательно сказывается на работе электрооборудования и приводит к возникновению народнохозяйственного убытка. Появление убытка от высших гармоник обусловливает необходимость снижения их уровней в системах электроснабжения. В настоящее время известно несколько способов уменьшения несинусоидальности формы кривой напряжения.

а) Увеличение числа фаз выпрямления. Согласно (14.15) спектральный состав токов вентильных агрегатов определяется числом фаз выпрямления $p$. С увеличением $p$ форма первичного тока преобразователя приближается к синусоидальной, а количество гармоник в токе выпрямителя и, следовательно, в напряжении сети, уменьшается. Так, например, при 6-фазной схеме выпрямления ($p = 6$) в токе вентильного агрегата содержатся 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23 и 25-я гармоники, а при 12-фазной схеме ($p = 12$) – 11, 13, 23 и 25-я, т. е. переход от 6-фазной к 12-фазной схеме выпрямления приводит к исчезновению в напряжении сети гармоник с номерами $\nu = 6(2k - 1) \pm 1$, где $k = 1, 2, 3, 4 \ldots$ При этом несинусоидальность напряжения сети уменьшается примерно в 1,4 раза. Увеличение числа фаз выпрямления является действенной мерой снижения уровней высших гармоник. Однако анодные трансформаторы для большого числа фаз выпрямления получаются сложными, дорогими и ненадежными. Поэтому для мощных преобразователей применяют, как правило, не более чем 12-фазный режим выпрямления.

б) Многофазный эквивалентный режим работы преобразователей. Увеличение числа фаз выпрямления возможно также путем создания эквивалентного многофазного режима для группы агрегатов. 12-фазный эквивалентный режим может быть осуществлен на базе двух одинаковых 6-фазных преобразователей при соединении сетевой обмотки одного трансформатора в звезду, а другого – в треугольник или применением специального трансформатора, имеющего два магнитопровода, размещенных в одном баке. На одном магнитопроводе сетевая обмотка соединена в звезду, на другом – в треугольник. Векторы одноименных фазных напряжений вторичных обмоток трансформаторов преобразователей оказываются сдвинутыми при этом на 30°. Это приводит в свою очередь к сдвигу фаз гармоник порядков $\nu = 6(2k \pm \pm 1) \pm 1$ линейных токов преобразователей на 180°, а гармоник порядков $\nu = 12k \pm 1$ – на 360°.

в) Фильтры высших гармоник. На рис. 14.26 показана схема поперечного фильтра высших гармоник. Звено фильтра представляет собой контур из последовательно соединенных индуктивности и емкости, настроенных на частоту определенной

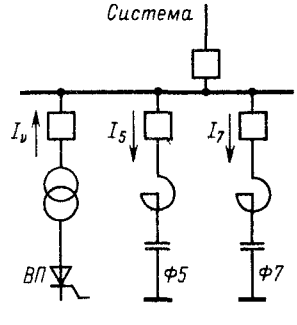



Рис. 14.26. Принципиальная схема фильтра высших гармоник

гармоники. Сопротивление звена фильтра токам высших гармоник

$$X_{ф,\nu} = X_L\nu - X_C/\nu, \qquad (14.50)$$

где $X_L$, $X_C$ – сопротивления соответственно реактора и батареи конденсаторов току промышленной частоты. С увеличением частоты индуктивное сопротивление реактора увеличивается пропорционально, а батареи конденсаторов – уменьшается обратно пропорционально номеру гармоники. На частоте одной из гармоник индуктивное сопротивление реактора становится равным емкостному сопротивлению батареи конденсаторов, и в цепи звена фильтра возникает резонанс напряжений. При этом сопротивление звена $X_{ф,\nu}$ току резонансной частоты равно нулю и оно шунтирует электрическую систему на этой частоте. Номер гармоники $\nu_р$ резонансной частоты вычисляют по формуле

$$\nu_р = \sqrt{\frac{X_C}{X_L}}. \qquad (14.51)$$

Идеальный фильтр полностью отфильтровывает токи гармоник, на частоты которых настроены его звенья. Однако практически наличие активных сопротивлений реакторов и батарей конденсаторов и неточная настройка звеньев фильтра приводят к неполной фильтрации гармоник. Параллельный фильтр представляет собой ряд звеньев, каждое из которых настроено на резонанс для частоты определенной гармоники. Количество звеньев в фильтре может быть любым. На практике обычно применяют фильтры, состоящие из двух или четырех звеньев, настроенных на частоты 5, 7, 11, 13, 23 и 25-й гармоник. Поперечные фильтры присоединяют как в местах возникновения высших гармоник, так и в пунктах их усиления. Поперечный фильтр является одновременно и источником реактивной мощности и служит средством компенсации реактивных нагрузок. Параметры фильтров подбирают таким образом, чтобы звенья были настроены в резонанс на частоты фильтруемых гармоник, а их емкости позволяли бы генерировать необходимую реактивную мощность на промышленной частоте. В ряде случаев для компенсации реактивной мощности параллельно фильтру включают батарею конденсаторов.

РАЗДЕЛ ПЯТНАДЦАТЫЙ

# РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

## 15.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В сетях промышленных предприятий для защиты линий, трансформаторов, двигателей, преобразовательных агрегатов применяют релейную защиту, которая является основным видом электрической автоматики.

Релейной защитой называют специальные защитные устройства, выполняемые при помощи реле и других аппаратов и предназначенные для отключения выключателем в установках напряжением выше 1 кВ или автоматическим выключателем в установках напряжением до 1 кВ поврежденного элемента системы электроснабжения, если данное повреждение представляет собой непосредственную опасность для этой системы, или воздействующие на сигнализацию, если опасность отсутствует.

К релейной защите предъявляют следующие основные требования:

1) избирательность (селективность) действия, т. е. способность релейной защиты отключать только поврежденный участок электрической цепи;

2) быстродействие, т. е. способность защиты отключать поврежденный участок электрической цепи за наименьшее возможное время; в случае необходимости ускорения действия защиты допускается ее неизбирательная работа с последующим действием АПВ и АВР;

3) надежность действия, т. е. правильная и безотказная работа релейной защиты при всех повреждениях и ненормальных режимах работы элементов, которая обеспечивается применением наименьшего числа устройств с наиболее простыми схемами, наименьшим количеством реле, цепей и контактов;

4) чувствительность, т. е. способность защиты отключать участки электрической цепи, которые она защищает, в самом начале их повреждения; в случае необходимости релейная защита должна действовать при повреждениях на смежных участках.

Основными параметрами схем релейной защиты являются:

1) $I_{с,з}$, $I_{с,р}$ – токи срабатывания защиты и реле соответственно, представляющие собой минимальные токи (соответственно первичный ток трансформатора тока и ток в обмотке реле), при которых надежно срабатывает защита и реле,

$$I_{с,р} = \frac{k_{сх}k_{н}}{k_{воз}k_{т,т}} I_{с,з},$$

где $k_{сх}$, $k_{н}$, $k_{воз}$, $k_{т,т}$ – коэффициенты схемы, надежности, возврата и трансформации трансформатора тока соответственно. Аналогично определяют напряжение и мощность срабатывания;

2) $k_{сх}$ – представляет собой отношение тока в обмотке реле к току во вторичной обмотке трансформатора тока в нормальном режиме;

3) $k_{н}$ – учитывает погрешность работы реле и трансформатора тока, возможные кратковременные перегрузки в цепи и неточности расчетов; значение $k_{н}$ принимают в зависимости от назначения защиты и типа реле;

4) $k_{воз}$ – для максимальных защит представляет собой отношение тока (или напряжения) возврата к току (или напряжению) срабатывания реле

$$k_{воз,т} = I_{воз}/I_{с,р} \text{ или } k_{воз,н} = U_{воз}/U_{с,р}.$$

Чем выше $k_{воз}$, тем чувствительнее релейная защита;

5) $I_{воз}$ – максимальный ток, при котором подвижные части реле возвращаются в исходное положение;

6) $k_{ч}$ – представляет собой отношение минимального тока КЗ в конце защищаемой зоны $I_{кmin}$ к $I_{с,з}$

$$k_{ч} = I_{кmin}/I_{с,з}.$$

При проектировании релейной защиты учитывают наиболее вероятные повреждения и режимы работы элементов системы электроснабжения.

## 15.2. ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Для силовых трансформаторов с обмоткой высшего напряжения ВН 3 кВ и выше предусматривают релейную защиту от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы: многофазных замыканий в обмотках и на их выводах; внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках и «пожара стали» магнитопровода), однофазных замыканий на землю, внешних КЗ, перегрузки (если она возможна), а также понижения уровня масла. При выполнении защит трансформатора учитывают особенности его нормальной работы: броски тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение, влияние коэффициента трансформации и схем соединения обмоток трансформатора.

Для защиты от многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформаторов мощностью 6300 кВ·А и выше, работающих одиночно (мощностью 4000 кВ·А и выше, работающих параллельно), а также мощностью 1000 кВ·А и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности ($k_{ч} < 2$), максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с и отсутствует газовая защита, предусматривают продольную дифференциальную защиту с циркулирующими токами, действующую на отключение выключателей силового трансформатора без выдержки времени. Особенностью дифзащиты трансформаторов по сравнению с дифзащитой генераторов и линий является неравенство первичных токов разных обмоток трансформатора и их несовпадение по фазе. Для компенсации сдвига токов по фазе вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны звезды силового трансформатора, соединяют в треугольник, а вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны треугольника силового трансформатора, – в звезду. Компенсацию неравенства первичных токов обеспечивают правильным подбором коэффициентов трансформации трансформаторов тока таким образом, чтобы разность вторичных токов в плечах дифзащиты была меньше 10% (так как трансформаторы тока имеют стандартное значение коэффициента трансформации); при выполнении защиты для компенсации неравенства токов используют дифференциальные реле типа РНТ, реже – выравнивающие трансформаторы и автотрансформаторы.

Если не предусматривают продольную дифференциальную защиту (как правило, на одиночно работающих трансформаторах мощностью ниже 6300 и параллельно работающих трансформаторах мощностью ниже 4000 кВ·А), то со стороны источника питания устанавливают токовую отсечку без выдержки времени, охватывающую часть обмотки трансформатора. На рабочих и резервных трансформаторах собственных нужд тепловых электростанций применяют продольную дифзащиту, при мощности

Таблица 15.1. **Выбор и расчет защиты силовых трансформаторов на напряжение 220–35/35–6 кВ**

| Характер повреждения или нарушения нормального режима работы | Мощность трансформатора, кВ·А | Название и исполнение защиты | Параметры срабатывания | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | С чем согласуется защита | Расчетная формула | Коэффициент |
| Многофазное КЗ в обмотках трансформатора и на его выводах | 10000 и выше; 6300 и выше на трансформаторах, работающих параллельно, и на трансформаторах собственных нужд; 1000–63000, если токовая отсечка не удовлетворяет чувствительности | Дифференциальная отсечка | Отстраивают от токов намагничивания и небаланса при внешних КЗ | $I_{с,р} = k_н \frac{I_{ном,т}}{k_{т,т}}$ (прим. 1) | $k_н = 3 \div 4$ |
| | | Дифференциальная с токовыми реле типа РНТ | Отстраивают от тока периодической составляющей тока небаланса | $I_{с,р} = k_н \frac{I_{ном,т}}{k_{т,т}}$ | $k_н = 1{,}4 \div 2$ |
| | | Дифференциальная с реле, имеющими торможение | – | $I_{с,р} = f(I_{т,о})$ (прим. 4) | – |
| | На всех трансформаторах, где не предусматривают дифзащиту | Максимальная токовая отсечка со стороны питания (и максимальная токовая защита с выдержкой времени со стороны приемников электроэнергии) | Отстраивают от максимального тока КЗ при КЗ за трансформатором | $I_{с,р} = k_н \frac{k_{сх} I_{к,max}}{k_{г,т}}$ | $k_н = 1{,}3 \div 1{,}6$ (в зависимости от типа токовых реле) |
| | | | Отстраивают от броска намагничивающего тока при включении трансформатора под напряжение | $I_{с,р} = k_н \frac{I_{ном,т}}{k_{т,т}}$ | $k_н = 3 \div 5$ |
| Витковые замыкания и другие повреждения внутри кожуха трансформатора, связанные с выделением газа и понижением уровня масла | 10000 и выше; 1000–6300 и выше при отсутствии быстродействующей защиты; внутрицеховые трансформаторы | Газовая | – | – | – |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Однофазные замыкания на землю на стороне высшего напряжения | 1000 и выше на повышающих и понижающих трансформаторах, присоединенных к сети с большим током замыкания на землю, при заземленной нейтрали | Максимальная токовая нулевой последовательности | При заземленной нейтрали трансформатора с защитой всей сети | – | – |
| Однофазные замыкания на землю со стороны низшего напряжения | 400 и выше на понижающих трансформаторах с соединением обмоток звезда—звезда с заземленной нейтралью | Защита от токов, обусловленных внешними КЗ и специальная защита нулевой последовательности | С токовыми отсечками на двигателях | – | – |
| Внешние КЗ | Повышающие трансформаторы с двусторонним питанием | Максимальная токовая с пуском от реле минимального напряжения | Отстраивают от номинального тока трансформатора | $I_{с.р}=\frac{k_н I_{ном.т}}{k_{воз}k_{т.т}}$ | $k_н=1{,}1\div1{,}2$<br>$k_{воз}=0{,}8\div0{,}9$ |
| | – | – | Напряжение срабатывания из условия возврата реле при минимальном рабочем напряжении | $U_{с.р}=\frac{U_{р.min}}{k_н k_{воз}k_{т.н}}$ | $k_н=1{,}1\div1{,}2$<br>$k_{воз}=1{,}2$ |
| | – | Фильтровая обратной последовательности | Отстраивают от токов небаланса, токов, возникающих при обрыве фазы линий; защиту согласуют по чувствительности с защитами других элементов | $I_{с.р}=(0{,}5\div0{,}8)\frac{I_{ном.т}}{k_{1.т}}$ | – |
| | Понижающие трансформаторы мощностью выше 1000 | Максимальная токовая с пуском от реле минимального напряжения | При заземленной нейтрали трансформатора с защитой всех сетей | См. эту же защиту для повышающих трансформаторов | – |

*Продолжение табл. 15.1*

| Характер повреждения или нарушения нормального режима работы | Мощность трансформатора, кВ·А | Название и исполнение защиты | Параметры срабатывания | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | С чем согласуется защита | Расчетная формула | Коэффициент |
| Внешние КЗ | Максимальная токовая с пуском от реле минимального напряжения | Максимальная токовая (прим. 2) | Отстраивают от максимальных токов нагрузки; из условия возврата реле после снижения тока до максимального тока нагрузки | $I_{с,р}=\frac{k_н I_{нг,max}}{k_{воз}k_{т,т}}$ | $k_н = 1{,}1 \div 1{,}2$<br>$k_{воз} = 0{,}8 \div 0{,}9$ |
| | До 1000 на повышающих и понижающих трансформаторах | Максимальная гоковая | | | |
| Перегрузка | Все трансформаторы, имеющие релейную защиту, если по режиму работы возможны длительные опасные для трансформатора перегрузки | Максимальная токовая с одним реле в одной фазе | Из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора | $I_{с,р}=\frac{k_н}{k_{воз}} I_{ном,т}$ | $k_н = 1{,}05$<br>$k_{воз} = 0{,}8 \div 0{,}9$ |

Примечания 1 Трансформаторы тока, на которые включается дифзащита, должны удовлетворять кривым 10%-ной погрешности. При этих условиях ток срабатывания реле, выбранный по условиям отстройки от тока намагничивания, обеспечивает отстройку от токов небаланса.

2. При выборе уставок максимальной гоковой защиты трансформатора, питающего двигатель, ток срабатывания защиты выбирают из условий отстройки от тока самозапуска двигателей. В этом случае ток срабатывания реле максимальной токовой защиты определяют по формуле

$$I_{с,р}=\frac{k_н k_{сх} k_{с,з} I_{нг,max}}{k_{т,т} k_{воз}},$$

где $k_н = 1{,}2 \div 1{,}4$ в зависимости от типа реле, на которых выполнена защита; $k_{воз}$ – коэффициент возврата ($k_{воз} = 0{,}85$ для реле типа РТ; $k_{воз} = 0{,}7$ для реле типа РТВ); $k_{сх}$ – коэффициент схемы; $k_{с,з}$ – коэффициент, учитывающий токи самозапуска двигателей.

3. При наличии у трансформатора выносного добавочного трансформатора для регулирования напряжения под нагрузкой необходимо дополнительно к указанным защитам предусматривать следующие защиты: газовую защиту добавочного трансформатора; токовую защиту с блокировкой или торможением при внешних КЗ; дифзащиту, охватывающую трансформатор без его регулирующей части, или максимальную защиту нулевой последовательности, охватывающую обмотку основного трансформатора и соединенную последовательно с ней обмотку добавочного трансформатора.

4. $I_{ном,т}$ – номинальный ток трансформатора; $I_{к,max}$ – максимальный ток КЗ при КЗ за трансформатором; $U_{р,min}$ – минимальное рабочее напряжение; $I_{нг,max}$ – максимальный ток нагрузки

4000 кВ·А допускается токовая отсечка. Наиболее простой схемой выполнения продольной дифзащиты является дифференциальная токовая отсечка, которую применяют, когда она удовлетворяет требованиям чувствительности. Если это условие не выполняется, в продольной дифзащите используют реле типа РНТ. Реле РНТ имеют насыщающиеся трансформаторы тока (НТТ), обеспечивающие снижение токов, обусловленных бросками тока намагничивания, и токов небаланса, возникающих во время переходного процесса при внешних КЗ, и компенсирующие неравенства вторичных токов трансформаторов тока. На трансформаторах с регулированием напряжения под нагрузкой или многообмоточных трансформаторах с несколькими питающими обмотками, когда вследствие больших токов небаланса в реле при внешних КЗ защита с насыщающимися трансформаторами не обеспечивает требуемой чувствительности, предусматривают дифзащиту с торможением и установкой реле типа ДЗТ. Предварительно защиту рассчитывают для применения реле без торможения. Если она оказывается недостаточно чувствительной, применяют реле с минимальным числом тормозных обмоток, обеспечивающих требуемую чувствительность. Расчет защиты с реле типа ДЗТ приведен в [71]. Ток срабатывания продольной дифзащиты отстраивают от токов намагничивания и токов небаланса.

В общем случае ток небаланса

$$I_{нб} = I_{нб,\,т\ т} + I_{нб,\,комп} + I_{нб,\,рег},$$

где $I_{нб,\,т,\,г}$ – ток небаланса, вызванный различными характеристиками трансформаторов тока; $I_{нб,\,комп}$ – ток небаланса, обусловленный неточной компенсацией неравенства токов плеч; $I_{нб,\,рег}$ – ток небаланса, обусловленный изменением коэффициента трансформации силовых трансформаторов.

Для защиты от внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках, сопровождающихся выделением газа) и понижения уровня масла на трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше, а также на трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВ·А, не имеющих дифзащиты или отсечки, и если максимальная токовая защита имеет выдержку времени 1 с и более, применяют газовую защиту с действием на сигнал при слабых и на отключение при интенсивных газообразованиях. Применение газовой защиты является обязательным на внутрицеховых трансформаторах мощностью 630 кВ·А и выше независимо от наличия других быстродействующих защит.

Газовую защиту устанавливают на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители, и осуществляют с помощью поплавковых, лопастных и чашечных газовых реле. Газовая защита является единственной защитой трансформаторов от «пожара стали» магнитопровода, возникающего при нарушении изоляции между листами стали.

Допускают действие газовой защиты на сигнал как при слабом, так и при сильном газообразовании на трансформаторах, имеющих дифзащиту или отсечку, не имеющих выключателей, а также на внутрицеховых мощностью 1600 кВ·А и меньше при нали-

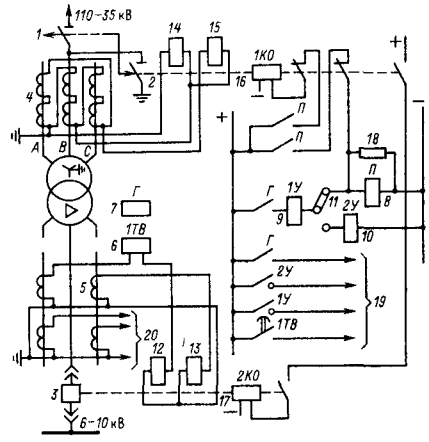



Рис. 15.1. Схема защиты на переменном оперативном токе трансформатора 110 – 35/6 – 10 кВ на ответвлении от линии с короткозамыкателем и отделителем мощностью 10000 кВ·А и менее для однотрансформаторных подстанций, а также двухтрансформаторных подстанций при раздельной работе трансформаторов на стороне 6 – 10 кВ:

*1* – отделитель; *2* – короткозамыкатель; *3* – выключатель с дистанционным приводом; *4* – встроенный трансформатор тока на стороне ВН; *5* – трансформатор тока 6 – 10 кВ; *6* – реле типа РТ-80 (защита от перегрузки); *7* – реле газовое; *8* – реле промежуточное; *9, 10* – реле указательное; *11* – переключающее устройство (*7 – 11* – газовая защита); *12 – 15* – реле тока типа РТВ (*12, 13* – максимальная токовая защита со стороны НН); *16, 17* – катушки отключения; *18* – добавочное сопротивление; *19* – на сигнал; *20* – к измерительным приборам

чии защиты от КЗ со стороны источника питания.

Для защиты от однофазных замыканий на землю повышающих трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и более, присоединенных к сетям с большими токами замыкания на землю, а также на понижающих трансформаторах с заземленной нейтралью предусматривают максимальную токовую защиту нулевой последовательности от токов внешних замыканий на землю, действующую на отключение.

В связи с широким применением трансформаторов 6 – 10/0,4 – 0,23 кВ со схемой

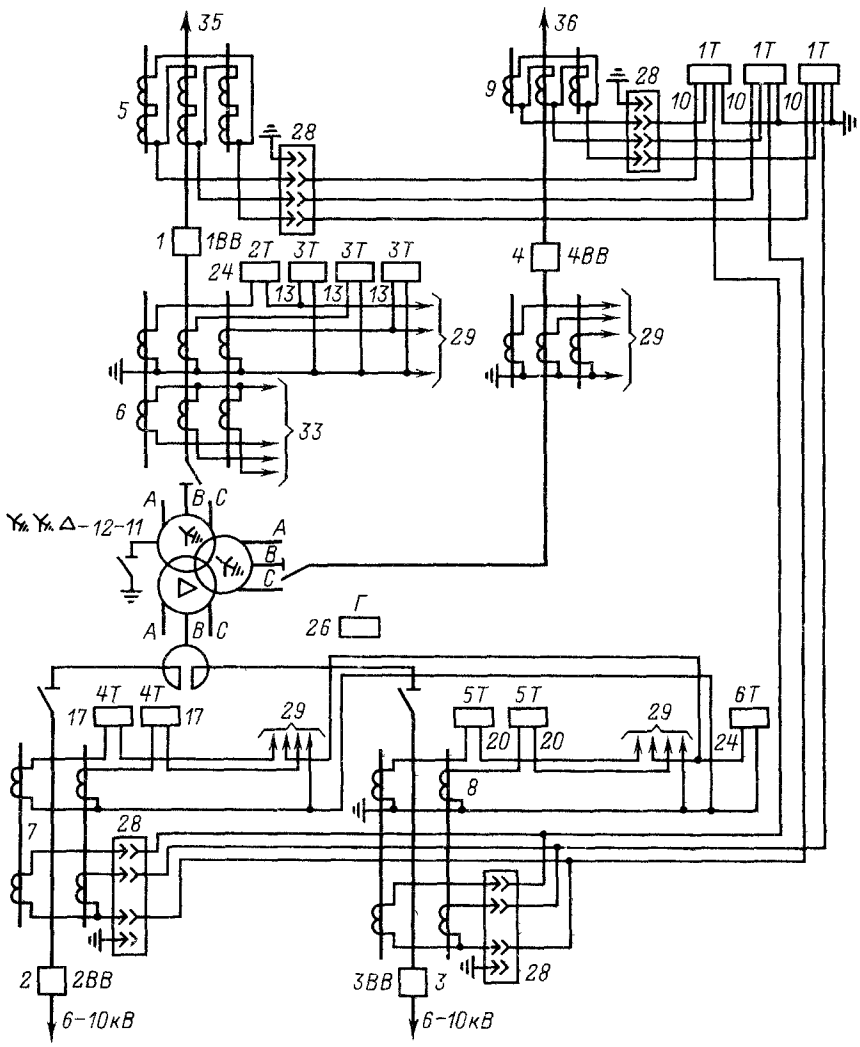



Рис. 15.2. Схема защиты на оперативном постоянном токе трансформатора 110–35/6–10 кВ
ного реактора на

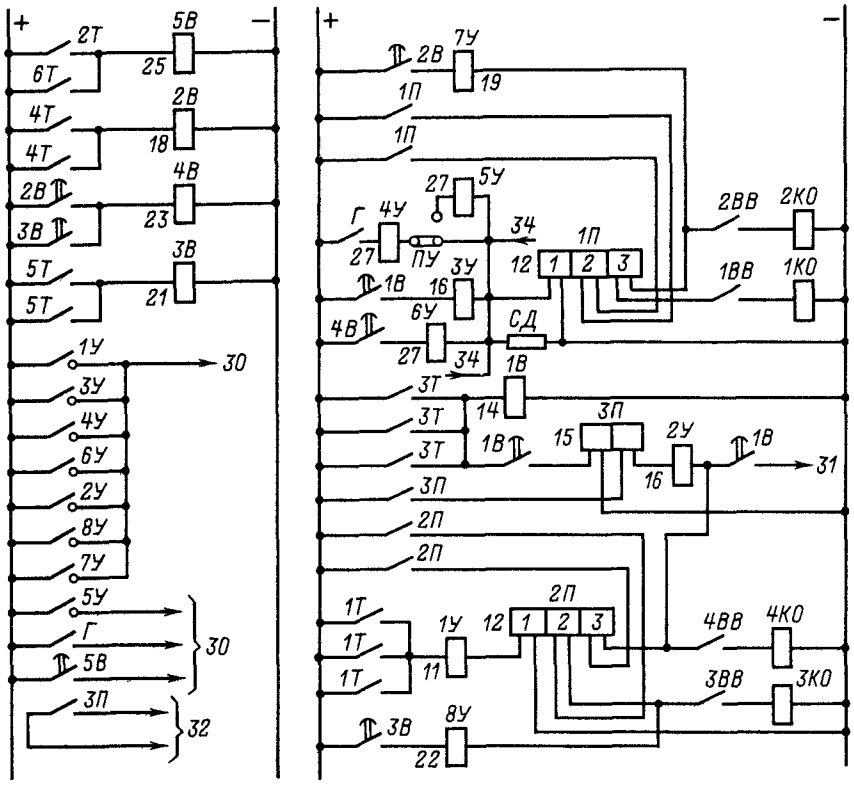
*1–4* – выключатели соответственно 110, 6–10, 35 кВ; *5, 6* – трансформаторы тока, встроенные в выклю
лючатель 35 кВ; *10* – реле тока типа РНТ; *11, 16, 19, 27* – реле указательные; *12* – реле промежуточное
*14* – реле времени; *15* – реле промежуточное (максимальная токовая защита на стороне 110 кВ); *18, 21,*
*20–22* – обозначения аналогичны соответственно *17, 18, 19* (максимальная токовая защита второго ответ
межуточное реле 1П); *24, 25* – защита от перегрузки; *26* – реле газовое; *28* – испытательный блок; *29* – к
*32* – запуск АПВ выключателя *4*; *33* – к защите шин 110 кВ; *34* – от

соединения обмоток треугольник – звезда, имеющих глухозаземленную нейтраль на стороне 0,4 кВ, у которых реактивное и активное сопротивления нулевой последовательности равны сопротивлениям прямой последовательности, токи однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ равны токам трехфазных КЗ при КЗ на зажимах трансформатора или вблизи них. При таком повреждении чувствительность максимальной токовой защиты, установленной на стороне ВН, будет достаточной и защиту в нейтрали трансформатора допустимо не устанавливать, оставив ее только для защиты трансформатора при схеме блока трансформатор – магистраль при протяженном шинопроводе магистрали. Ток срабатывания реле защиты от однофазных КЗ трансформаторов при КЗ на стороне 0,4 кВ (защита присоединена к трансформатору тока в нулевом проводе у нейтрали трансформатора) должен составлять для соединения обмоток

$$\text{У/У}_\text{н}: \quad I_{\text{с.р}} = 0{,}25 k_\text{н} k_\text{п} I_{\text{ном т}} / (k_{\text{воз}} k_{\text{т.т}});$$

$$\text{Д/У}_\text{н}, \ \text{У/Z}_\text{н}: \quad I_{\text{с.р}} = 0{,}75 k_\text{н} k_\text{п} I_{\text{ном.т}} / (k_{\text{воз}} k_{\text{т.т}}),$$

где $k_\text{н}$ – коэффициент надежности, равный 1,15 – 1,25; $k_\text{п}$ – коэффициент, учитывающий перегрузку и равный 1,3 для масляных и 1,4 для сухих трансформаторов при отсутствии расчетных данных; $k_{\text{воз}}$ – коэффициент возврата реле: $k_{\text{т т}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока: $I_{\text{ном.т}}$ – номинальный ток силового трансформатора.




мощностью 40 000 кВ·А и выше с питанием со стороны 110 кВ при наличии расщепленстороне НН:

чатель 110 кВ; *7*, *8* – трансформаторы тока 6 – 10 кВ; *9* – трансформатор тока, встроенный в вык(выходное реле защиты трансформатора); *10*, *11* – дифференциальная защита: *13*, *17*, *24* – реле тока; *25* – реле времени (*17* – *19* – максимальная токовая защита стороны 6 – 10 кВ для первого ответвления); вления 6 – 10 кВ); *23* – реле времени (реле, действующее со второй выдержкой времени на выходное произмерительным приборам; *30* – на сигнал; *31* – от реле ускорения защиты после АПВ выключателя *4*; защиты шин 110 кВ; *35* – к шинам 110 – 35 кВ; *36* – к шинам 35 кВ

В сетях с малыми токами замыкания на землю защиту от однофазных замыканий на землю с действием на отключение устанавливают на трансформаторах, даже если такая защита имеется в сети.

Для защиты понижающих трансформаторов от внешних КЗ предусматривают максимальную токовую защиту без пуска или с пуском от реле минимального напряжения, действующую на отключение выключателя.

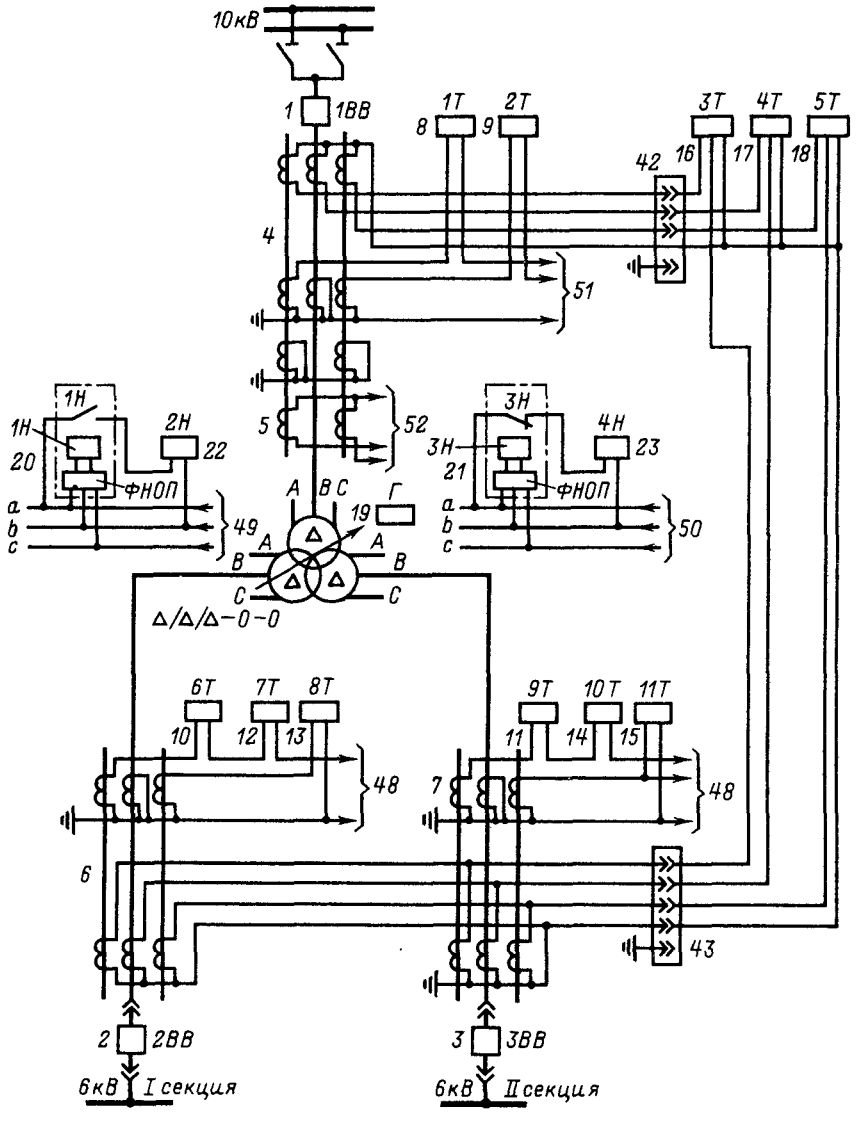



Рис. 15.3. Схема защиты рабочего трансформатора собственных нужд 10,5/6,3 кВ мощностью
жения и имеющего

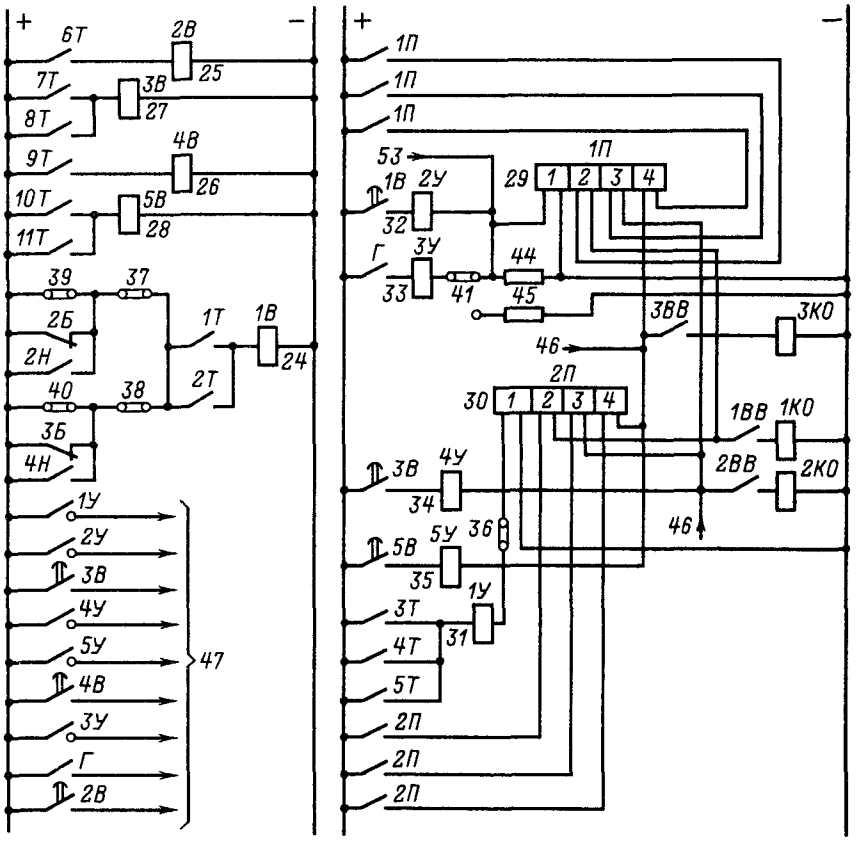
*1–3* – выключатели; *4–7* – трансформаторы тока; *8, 9, 20–24* – максимальная токовая защита с пус
ная токовая защита от симметричных перегрузок; *12–15, 27, 28* – максимальная токовая защита шин,
действующая на отключение всех выключателей трансформатора; *19* – газовая защита; *29, 30* – реле про
чения; *42, 43* – испытательные блоки; *44, 45* – резисторы добавочные; *46* – от пускового органа минималь
пряжения соответственно I и II секций шин 6 кВ; *51* – к измерительным

Вследствие низкой чувствительности максимальную токовую защиту без пуска от реле минимального напряжения применяют только на трансформаторах мощностью до 1000 кВ·А.

Для защиты повышающих трансформаторов от внешних КЗ применяют максимальную токовую защиту с пуском от реле минимального напряжения или токовую защиту нулевой последовательности.

Максимальная токовая защита с пуском от реле минимального напряжения для повышающих многообмоточных трансформаторов получается довольно сложной (из-за наличия нескольких комплектов реле минимального напряжения) и недостаточно чувствительной по току. В этом случае применяют токовую защиту нулевой последовательности, которую рекомендуют на повышающих трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и более с глухозаземленной нейтралью. Если защита повышающих трансформаторов не обеспечивает требуемой чувствительности, то для защиты трансформаторов допускается использовать токовые реле соответствующей защиты генераторов.

В ряде случаев для защиты мощных трансформаторов применяют токовую защиту обратной последовательности, которая легко согласуется с аналогичной защитой генераторов. На многообмоточных трансформаторах с питанием с нескольких сторон для




25 МВ·А с группой соединения △/△/△-0-0, присоединенного к шинам генераторного напряжения устройство РПН:

ком по напряжению от внешних КЗ, устанавливаемая со стороны обмотки ВН; *10, 11, 25, 26* – максимальустанавливаемая на каждой стороне НН; *16–18* – продольная дифференциальная защита с реле РНТ-565, межуточные; *31–35* – реле указательные; *36–40* – устройства отключения; *41* – устройство переключного напряжения устройства АВР; *47* – на сигнал; *48* – к амперметру; *49, 50* – от трансформатора наприборам; *52* – к защите шин 10 кВ; *53* – от защиты шин 10 кВ

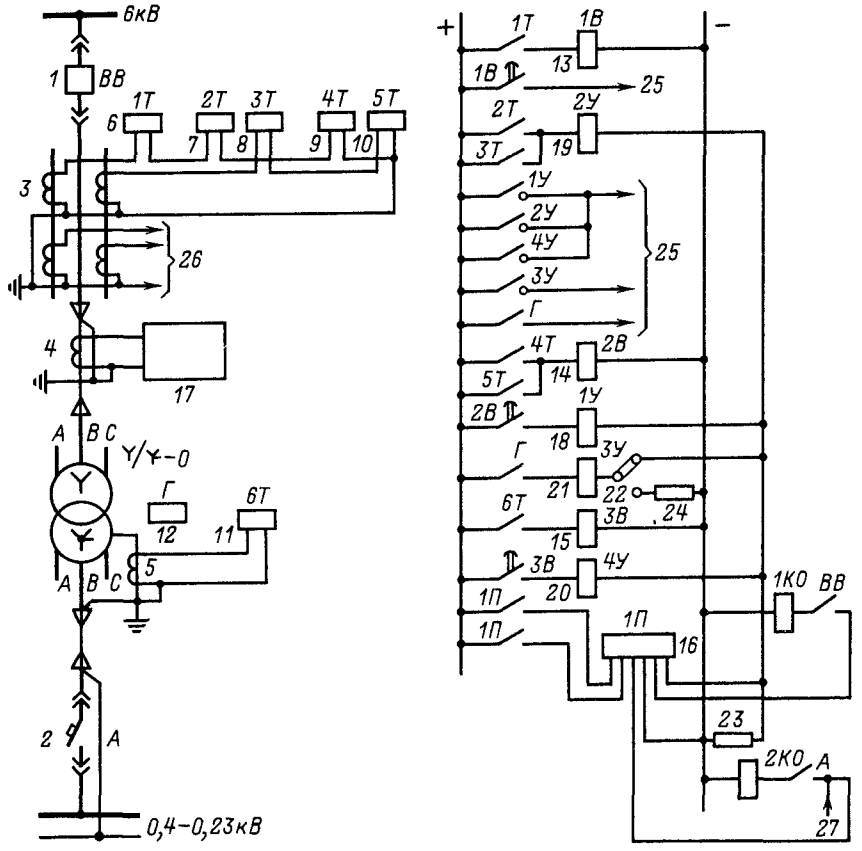



Рис. 15.4. Схема защиты рабочего трансформатора собственных нужд 6/0,4 кВ мощностью 100–1000 кВ·А с группой соединения обмоток Y/Y-0, питающего одну секцию шин РУ СН 0,4 кВ:

*1* – выключатель; *2* – автоматический выключатель; *3–5* – трансформаторы тока; *6, 13* – максимальная токовая защита от симметричных перегрузок; *7, 8* – токовая отсечка; *9, 10, 14* – максимальная токовая защита от внешних многофазных КЗ; *11, 15* – максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени от однофазных КЗ на стороне НН, подключенная к нейтрали обмотки НН через трансформатор тока; *12* – газовая защита; *16* – реле промежуточное; *17* – устройство сигнализации замыканий на землю линии; *18–21* – реле указательные; *22* – устройство переключения; *23, 24* – резисторы добавочные; *25* – на сигнал; *26* – к измерительным приборам; *27* – от пускового органа минимального напряжения устройства АВР

обеспечения избирательности действия защиту выполняют направленной.

Для защиты от перегрузки нескольких параллельно работающих трансформаторов мощностью по 400 кВ·А и более, а также при раздельной работе и наличии АВР предусматривают однофазную максимальную токовую защиту, действующую на сигнал.

На необслуживаемых подстанциях защита может выполняться с действием на автоматическую разгрузку или отключение трансформатора.

Защита трансформаторов напряжением 35–6/0,4–0,23 кВ, мощностью 1000/1600 кВ·А (1600 кВ·А при вторичном напряжении 0,69 кВ) и ниже имеет следующие особенности. Для защиты трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А при напряжении 10 кВ и не более 4000 кВ·А при напряжении 35 кВ от внутренних повреждений и междуфазных КЗ на выводах может применяться токовая защита плавкими предохранителями типа ПК (для наружных установок напряжением 35 кВ типа ПСН). При выборе плавкой

вставки предохранителя необходимо согласовать ее характеристики с характеристиками релейной защиты на отходящих линиях.

Применение плавких предохранителей типа ПК для защиты цеховых трансформаторов, особенно при последовательном включении их с выключателями нагрузки, значительно упрощает и удешевляет всю установку.

Защита трансформаторов без выключателей на стороне ВН также имеет свои особенности. В схемах тупиковых и отпаечных подстанций на стороне ВН 35 и 110 кВ вместо выключателей устанавливают короткозамыкатели с отделителями. В этом случае при повреждении трансформатора его защита действует на включение короткозамыкателя для создания искусственного КЗ: однофазного в сетях с большими токами замыкания на землю и двухфазного в сетях с малыми токами замыкания на землю. При этом действует защита линии, отключающая линейный выключатель, затем отключается трехфазный отделитель, отсоединяющий поврежденный трансформатор, и производится АПВ линии.

Для предотвращения возможной работы трансформатора на двух фазах после действия АПВ линии на стороне НН трансформатора устанавливают защиту напряжения обратной последовательности, действующую с выдержкой времени на отключение выключателя НН.

В табл. 15.1 даны основные сведения по выбору и расчету защит силовых трансформаторов напряжением 220 – 35/35 – 6 кВ.

На рис. 15.1 – 15.6 приведены принципиальные схемы защиты трансформаторов. Газовая защита (рис. 15.1) выполнена с самоудерживанием выходного промежуточного реле для обеспечения надежного отключения силового трансформатора при кратковременном замыкании контактов газового реле; снятие самоудерживания осуществляют вспомогательными контактами короткозамыкателя 110 – 35 кВ. Токовая отсечка из-за ограничения числа реле, встроенных в привод, для трансформатора не предусмотрена; для быстрого отключения повреждений в трансформаторе предусматривают газовую защиту.

Реле времени *14* (рис. 15.2) создает две выдержки времени; с первой действует на отключение выключателя *4*, со второй – на выходное промежуточное реле защиты трансформатора. Промежуточное реле *15* подает импульс на включение трансформатора от устройства АПВ трансформатора при отключении выключателя *4*.

Защита от внешних КЗ (рис. 15.3) имеет два пусковых органа, питание которых осуществляется от трансформаторов напряжения, установленных на шинах НН каждой расщепленной обмотки. Реле напряжения питаются через комбинированные фильтр-реле напряжения обратной последовательности.

На подстанциях, оборудованных воздушными выключателями (рис. 15.5), предусматривают устройства резервирования отказа выключателей (УРОВ). Пуск УРОВ производят при действии продольной и поперечной дифзащиты, чувствительной защиты от замыканий на землю и др. Для создания выдержки времени, необходимой для фиксации отказа выключателя, предусматривают реле времени. Для фиксации отказавшего выключателя в устройстве используют трехфазное реле тока типа РТ-40/Р.

Испытательные блоки, используемые в схемах рис. 15.3, 15.5, предназначают для выведения соответствующих защит из действия при оперативных переключениях.

## 15.3. ЗАЩИТА СИНХРОННЫХ И АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Для двигателей напряжением до 1 кВ предусматривают защиту от многофазных замыканий, защиту от токов перегрузки (при систематической технологической перегрузке и при особо тяжелых условиях пуска и самозапуска), защиту минимального напряжения (при недопустимости самозапуска по условиям технологического процесса или техники безопасности), защиту от однофазных замыканий на землю в сетях с глухозаземленной нейтралью. Защита от многофазных замыканий действует на отключение и осуществляется предохранителями с плавкими вставками или автоматическими выключателями. Для двигателей с легкими условиями пуска $I_{п}/I_{п.в.ном} = 2{,}5$; с тяжелыми условиями $I_{п}/I_{п.в.ном} = 2 \div 1{,}6$; последнюю цифру принимают для ответственных двигателей независимо от условий пуска.

Двигатели, подключаемые к сети через контакторы, защищают от КЗ токовой отсечкой с помощью токовых реле косвенного действия, применяемых для двигателей мощностью более 100 кВт. Токовые реле включают в каждую фазу статора непосредственно или через трансформаторы тока. В сетях с изолированной нейтралью используют два реле. Ток срабатывания реле $I_{с.р} = k_а k_{сх} I_{п}/k_{т.т}$, где $k_а$ – коэффициент, учитывающий влияние апериодической составляющей тока КЗ, $k_а = 1{,}8$ при использовании реле типа РТ-40; $k_а = 2$ для РТ-80.

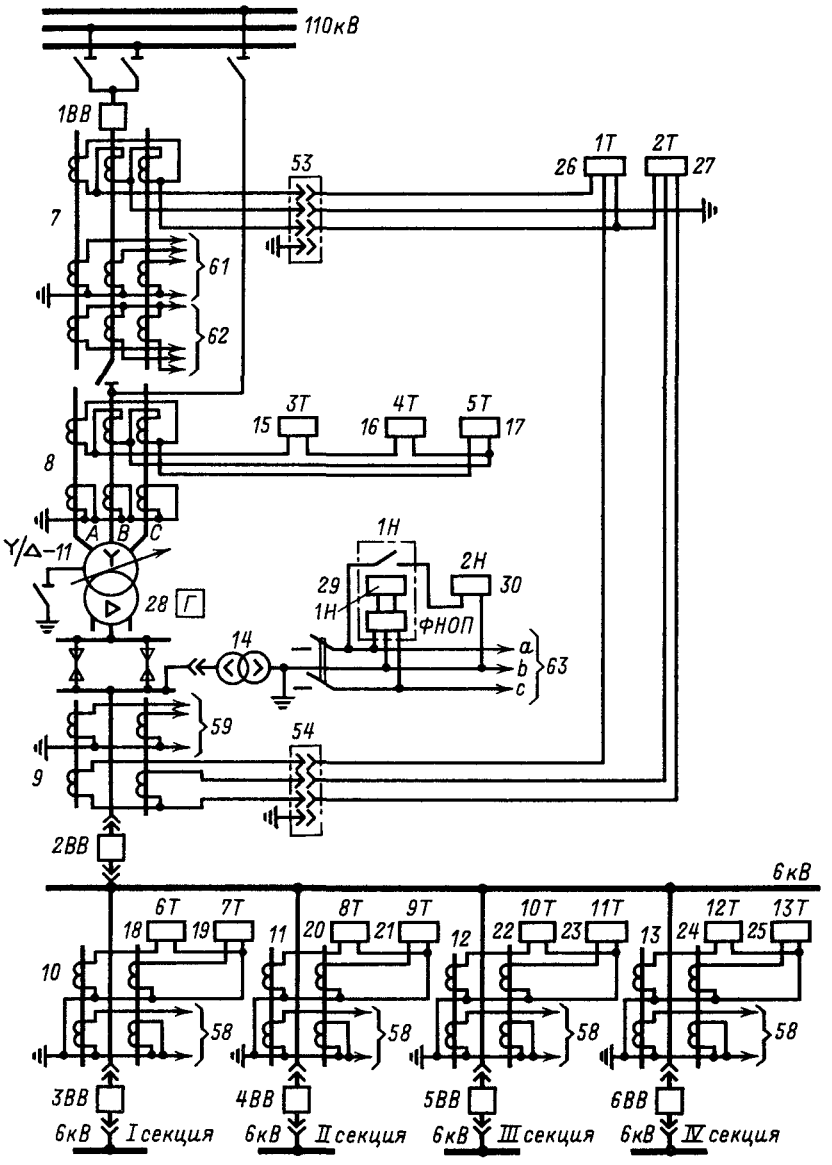
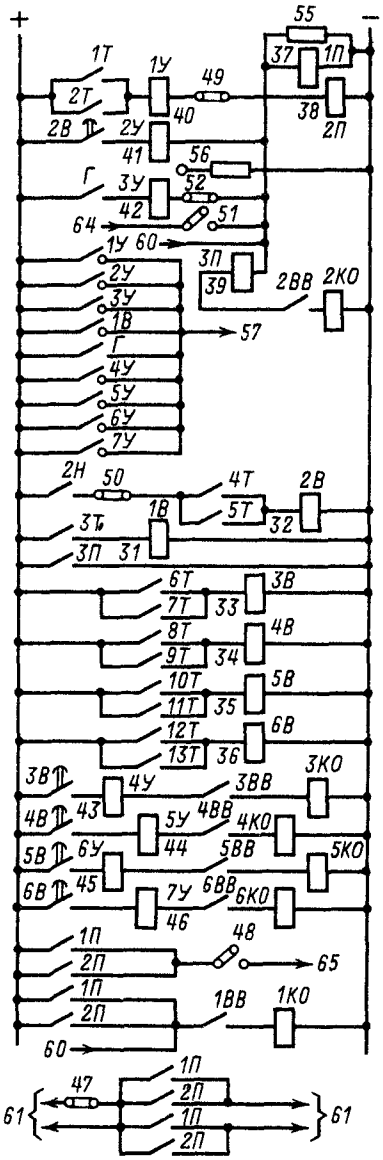



Рис. 15.5. Схема защиты резервного трансформатора собственных нужд 110–220/6 кВ мощ-Y-0/Δ-11, присоединенного к шинам 110–220 кВ воздушным выключателем

*1ВВ–6ВВ* – выключатели; *7–13* – трансформаторы тока; *14* – трансформатор напряжения; *15, 31* – макси грузок, устанавливаемая на стороне обмотки ВН; *16, 17, 32* – максимальная токовая защита от внеш *18, 19, 33* – максимальная токовая защита шин НН, устанавливаемая на каждом вводе резервного *34; 22, 23, 35; 24, 25, 36); 26, 27* – продольная дифференциальная защита с реле РНТ-565; *28* – вой орган защиты *16, 17, 32; 37–39* – реле промежуточные; *40–46* – реле указательные; *47–51* – чения; *53, 54* – испытательные блоки; *55, 56* – резисторы добавочные; *57* – на сигнал; *58* – к амперметру; 110 кВ; *62* – к защите шин 110 кВ; *63* – к измерительным приборам и устройству регулирования теле 110 кВ; *65* – на отключение обходного выключателя




ностью 6,3 – 16 МВ·А с группой соединения и имеющего устройство РПН:

мальная токовая защита от симметричных перенних КЗ, устанавливаемая со стороны обмотки ВН; питания к секциям шин 6 кВ (аналогично *20*, *21*, газовая защита; *29*, *30* – реле напряжения – пускоустройство отключения; *52* – устройство переклю- *59* – к измерительным приборам; *60* – от УРОВ напряжения; *64* – от защит на обходном выключа-

Защиту от перегрузки выполняют с помощью теплового реле магнитного пускателя или теплового расцепителя автоматического выключателя, осуществляют с выдержкой времени и действием на отключение, сигнал или разгрузку механизма.

В четырехпроводных сетях 380/220 В, где нейтрали обычно глухо заземляют, однофазное замыкание на землю является КЗ и отключается защитой без выдержки времени, функции которой могут осуществляться трехфазной защитой от многофазных КЗ.

Для синхронных двигателей защиту от асинхронного режима совмещают с защитой от перегрузки по току статора. Все виды защиты двигателей выполняют соответствующими расцепителями, встроенными в один аппарат. Установку защиты двигателя от работы на двух фазах допускают лишь в исключительных случаях.

Двигатели напряжением выше 1 кВ, обслуживающие неответственные механизмы, при незначительной их мощности (до 200 – 300 кВт) защищают плавкими предохранителями. Выбор предохранителей в этих случаях производят по кривым рис. 15.7. Из кривых следует, что при $I_{\text{п. в. ном}} > I_{\text{д. ном}}$ и при кратности пускового тока $I_{\text{п}}/I_{\text{д. ном}} \leqslant 6 \div 7$ предохранители обеспечивают время пуска двигателя 4 – 60 с в соответствии с условиями пуска; здесь $I_{\text{п. в. ном}}$ – номинальный ток плавкой вставки; $I_{\text{д. ном}}$ – номинальный ток двигателя при полной загрузке. Если плавкие предохранители не обеспечивают требований, предъявляемых к защите двигателей, применяют релейную защиту.

На синхронных и асинхронных двигателях напряжением выше 1 кВ устанавливают релейную защиту от следующих видов повреждений и анормальных режимов работы: многофазных замыканий в обмотке статора и на ее выводах, замыканий на землю в обмотке статора, токов перегрузки, снижения напряжения, а также замыкания между витками одной фазы обмотки статора. Для синхронных двигателей предусматривают, кроме того, защиту от асинхронного режима и замыкания в цепи возбуждения.

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках статора двигателей мощностью до 5000 кВт используют токовую отсечку без выдержки времени, мощностью 5000 кВт и выше – продольную дифференциальную защиту. Обе защиты действуют на отключение выключателей или другого отключающего аппарата, а для синхронных двигателей и на автомат гашения поля (АГП). Токовую отсечку выполняют одним реле, включенным на разность фазных токов (для двигателей

мощностью до 2000 кВт) или двумя реле, включенными на фазные токи (для двигателей мощностью 2000 – 5000 кВт). Продольную дифференциальную защиту в двухфазном исполнении применяют для двигателей мощностью 5000 кВт и более, а также мощностью менее 5000 кВт, если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности. Для двигателей мощностью 5000 кВт и более, не имеющих мгновенной защиты от замыканий на землю, продольную дифференциальную защиту выполняют трехфазной. На мощных ответственных двигателях мощностью 10000 кВт и выше для отстройки от тока небаланса при пуске может оказаться целесообразным выполнение продольной дифференциальной защиты с реле РНТ в двухфазном исполнении. Ток срабатывания защиты при этом принимают равным $I_{с,з} = (0{,}5 \div 1) I_{д,ном}$.

Для защиты от однофазных замыканий на землю обмотки статора двигателя применяют максимальную токовую защиту нулевой последовательности, выполняемую с помощью одного токового реле, которое подключают к трансформатору тока нулевой последовательности типа ТНП. Эту защиту предусматривают при токах замыкания на землю $I_{з,з}$ 10 А и более для двигателей мощностью до 2000 кВт или 5 А и более для двигателей мощностью выше 2000 кВт.

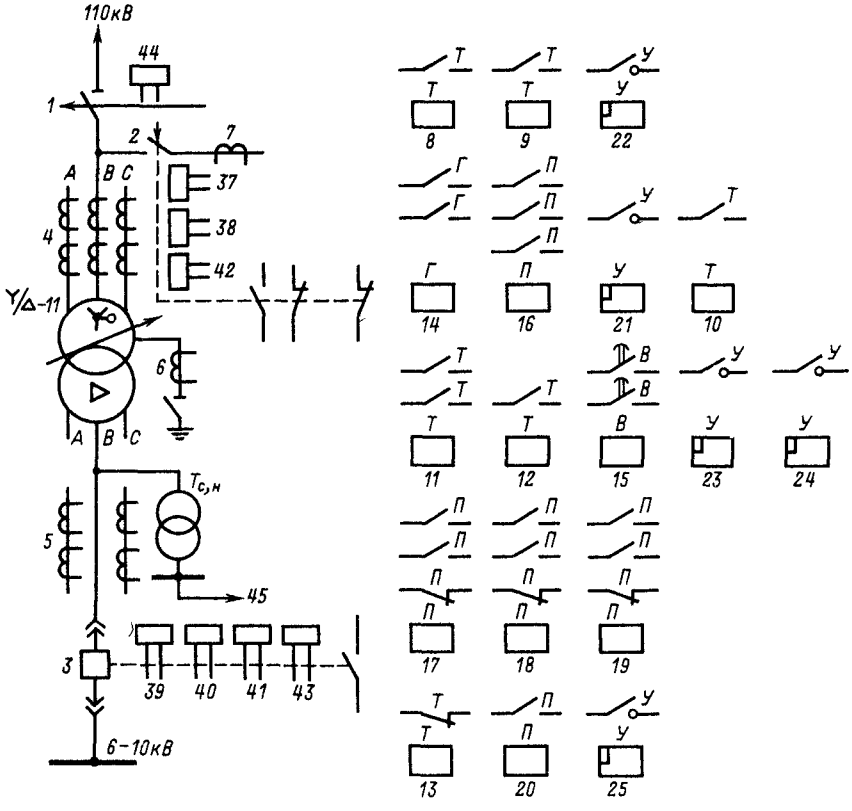



Рис. 15.6. Полная принципиальная схема защиты трансформатора мощностью 10000 кВ·А, подключенного к ответвлению от линии 110 кВ без выключателя на стороне 110 кВ:

*1* – отделитель; *2* – короткозамыкатель, *3* – выключатель; *4 – 7* – трансформаторы тока; *8 – 9* – реле тока типа РНТ (*8, 9, 22* – дифференциальная защита); *10 – 13* – реле тока (*10, 2* – защита от перегрузки; *10, 12, 15, 23, 24* – максимальная токовая защита); *14* – газовое реле; *15* – реле времени; *16 – 19* – промежуточные реле (*14, 16* – газовая защита); *20* – промежуточное реле замедленного действия; *21 – 25* – указательные реле (*13, 20, 25* – блокировка отключения отделителя); *26* – зарядное устройство для заряда конденсаторов $C_1$, $C_2$, $C_3$; *28* – устройство переключения; *29 – 31* – добавочные резисторы; *32, 33* – выпрямители; *37 – 44* – катушки отключения; *45* – питание оперативных цепей защиты; *46* – к измерительным приборам; поз. *27, 34, 35* и *36* на рисунке не показаны

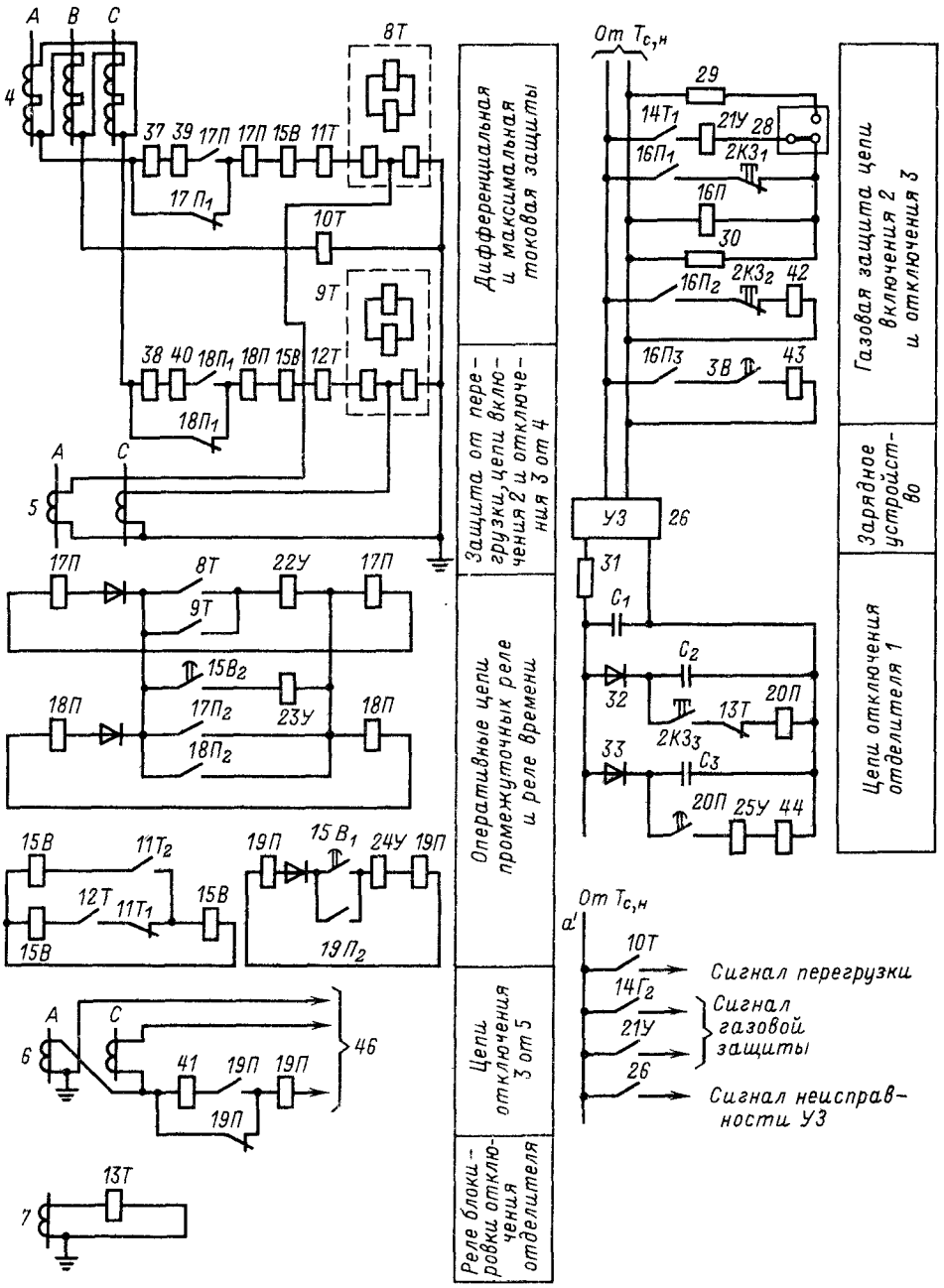



Рис. 15.6. (Продолжение)

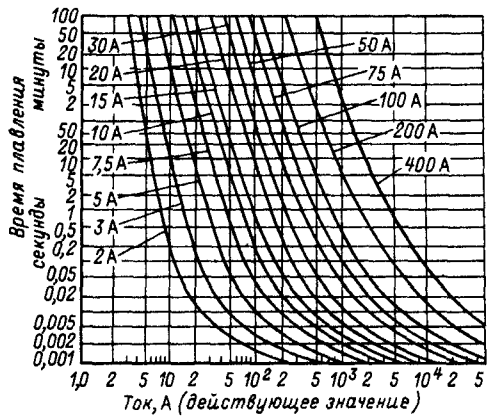



Рис. 15.7. Зависимость времени работы плавких вставок предохранителей с кварцевым заполнением от тока КЗ и номинального тока плавких вставок

Ток срабатывания защиты выбирают равным $I_{с.з} \geqslant k_н k_б I_с$, где $I_с$ – собственный емкостный ток двигателя; $k_н = 1{,}2 \div 1{,}3$; $k_б$ – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока двигателя при внешних перемежающихся замыканиях на землю; для релейной защиты без выдержки времени $k_б = 3 \div 4$. Если при расчетах $I_{з.з}$ получается больше 10 А для двигателей мощностью до 2000 кВт или 5 А – мощностью свыше 2000 кВт, то принимают $k_б = 1{,}5 \div 2$. Защиту при этом выполняют с выдержкой времени 1 – 2 с. Для мгновенной защиты от двойных замыканий на землю на двигателях с продольной дифзащитой в двухфазном исполнении и с выдержкой времени к вторичной обмотке ТНП подключают дополнительное токовое реле с первичным током срабатывания 50 – 100 А.

Защиту от токов перегрузки выполняют как однофазную или двухфазную максимальную токовую защиту и устанавливают только на двигателях, подверженных технологическим перегрузкам, как правило, с действием на сигнал или разгрузку механизма. В установках без обслуживающего персонала она действует на отключение двигателя механизма. Эту защиту устанавливают на отдельных двигателях с особо тяжелыми условиями пуска и самозапуска (длительность прямого пуска от сети 20 с и более), когда необходимо предотвратить чрезмерное увеличение длительности пускового периода в случае понижения напряжения сети.

Защиту от снижения напряжения выполняют для надежности действия с помощью трех реле минимального напряжения и устанавливают для отключения неответственных двигателей, обеспечивая тем самым самозапуск ответственных двигателей. При длительном отсутствии напряжения релейная защита отключает и ответственные двигатели, что необходимо, например, для пуска схемы АВР двигателей или по технологии производства. В некоторых случаях релейная защита отключает ответственные двигатели, самозапуск которых недопустим, например, по условиям техники безопасности или опасности повреждения приводимых механизмов. Выдержку времени релейной защиты отстраивают от отсечек двигателей и устанавливают равной 0,5 – 1,5 с. Выдержку времени на отключение ответственных двигателей принимают равной 10 – 15 с, для того чтобы релейная защита не действовала на их отключение при снижении напряжения, вызванного КЗ или самозапуском двигателей. Когда длительность самозапуска больше 15 с, в цепь обмотки реле времени, действующего на отключение ответственных двигателей, включают контакт четвертого реле минимального напряжения с $U_{с.р} = (0{,}4 \div 0{,}5) U_{ном}$ (рис. 15.13).

На синхронных двигателях устанавливают также защиту от асинхронного режима работы, осуществляемую в зависимости от условий работы двигателя и его характеристик следующим образом:

1) с помощью реле, реагирующего на увеличение тока в обмотках статора; при этом для двигателей с ОКЗ $\geqslant 1$ допускают максимальную токовую защиту с зависимой выдержкой времени. Максимальную токовую защиту с независимой от тока КЗ выдержкой времени допускают при ОКЗ $\geqslant 0{,}6$. Кроме токового реле в максимальную токовую защиту вводят промежуточное реле с замедлением на отпадание контактов для надежного действия защиты при биениях тока асинхронного режима;

2) с помощью специальной защиты, реагирующей на появление переменного тока в цепи обмотки ротора.

Защита от асинхронного режима действует с выдержкой времени на одно из следующих устройств: схему ресинхронизации (т. е. восстановление синхронизма); автоматическую разгрузку механизма; отключение двигателя с последующим АПВ.

При невозможности осуществления этих устройств или их ненадобности защита от асинхронного режима действует на отключение синхронного двигателя.

В табл. 15.2 и 15.3 даны основные сведения по выбору и расчету защиты синхронных и асинхронных двигателей напряжением соответственно до 1 кВ и выше.

Таблица 15.2. **Выбор и расчет защиты асинхронных двигателей напряжением до 1 кВ**

| Характер повреждения или нарушения нормального режима работы | Название и исполнение защиты | Уставка времени, с | Параметры срабатывания | Зона действия защиты |
|---|---|---|---|---|
| Многофазные КЗ | Токовая, предохранителями [1] | По характеристике плавкого предохранителя | Ток плавкой вставки для двигателей с нормальным пуском $I_{п,в} = I_п/2{,}5$; для двигателей с тяжелым пуском $I_{п,в} = \frac{I_п}{1{,}6 \div 2}$ | Двигатель и провода до места установки предохранителей на щите |
| | Максимальная токовая с максимальным расцепителем автоматического выключателя [2] | 0 | Ток уставки максимального расцепителя автоматического выключателя $I_а \geqslant 1{,}2 I_п$ | Двигатель и провода до места установки автоматического выключателя |
| Многофазные замыкания и кратковременное снижение напряжения | Минимального напряжения, при помощи расцепителя минимального напряжения автоматического выключателя на оперативном переменном токе [3] | 0 | Напряжение уставки расцепителя минимального напряжения автоматического выключателя $U_а < 0{,}8\, U_{ном}$ | От источников питания (шины) до двигателя |

[1] Защиту одними предохранителями обычно осуществляют для двигателей малой мощности (до 20 – 50 кВт).

[2] Применяют для двигателей мощность до 1000 кВт.

[3] Применяют для отключения малоответственных двигателей, для обеспечения самозапуска ответственных двигателей и для тех двигателей, режим самозапуска которых не должен иметь места по технологическим условиям.

Обозначения: $I_{п,в}$ – ток плавкой вставки; $I_а$ – ток уставки автоматического выключателя; $I_п$ – пусковой ток двигателя; $U_а$ – напряжение уставки автоматического выключателя; $U_{ном}$ – номинальное напряжение двигателя.

Таблица 15.3. **Выбор и расчет защиты синхронных и асинхронных двигателей на напряжение выше 1 кВ**

| Характер повреждения или нарушения нормального режима работы | Название и исполнение защиты | Мощность двигателя, кВт | Уставка времени, с | Параметры срабатывания защиты | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Отстраивается от | Расчетная формула | Коэффициент | Зона действия защиты |
| Многофазные КЗ в двигателе и на его выводах | Токовая отсечка с одним реле, включенным на разность фазных токов | До 2000 | 0 | Бросков тока в первый момент КЗ в сети; пускового тока двигателя при полном напряжении сети и выведенном резисторе в цепи ротора | $I_{с,р}=\frac{k_{сх}k_{н}}{k_{воз}k_{т,т}}I_{п}$ | $k_{н}=1,2$; $k_{воз}=0,85$ | Двигатель и кабель до места установки предохранителей |
| | Токовая отсечка с двумя реле, включенными на фазные токи | Выше 2000 | 0 | | $I_{с,р}=\frac{k_{н}1,8}{k_{т,т}}I_{п}$ | $k_{н}=1,2$; 1,8 — коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую пускового тока | |
| | Продольная дифференциальная с тремя реле | Выше 5000 | 0 | — | $I_{с,р}=(1,5\div 2)\frac{I_{д,ном}}{k_{т,т}}$ | — | — |
| | Продольная дифференциальная с двумя или одним реле | До 5000, имеющего шесть выводов, если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности | | | | | |
| Замыкания на землю | Максимальная токовая нулевой последовательности | До 2000; выше 2000 | — | — | $I_{с,з}\leqslant 10$ А<br>$I_{с,з}\leqslant 5$ А | — | Двигатель и кабель от трансформатора тока нулевой последовательности до двигателя |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Перегрузки | Однофазная или двухфазная максимальная токовая | См. § 15.4 | Выбирается из условий отстройки от времени пуска и самозапуска (у двигателей, для которых предусмотрен самозапуск) | Номинального тока двигателя | $I_{с,р} = \frac{k_н I_{д,ном}}{k_{воз} k_{т,т}}$ | $k_н = 1{,}1 \div 1{,}2$ (для защиты, действующей на сигнал); $k_н = 1{,}5 \div 1{,}75$ (для защиты, действующей на отключение) | Двигатель |
| Снижение напряжения при КЗ или при ошибочных действиях персонала | Защита минимального напряжения | Для всех двигателей, не работающих в режиме самозапуска, и для ответственных двигателей, пуск которых невозможен по технологическим условиям после длительного снижения напряжения | См. § 15.4 | Самозапуска ответственных двигателей | $U_{с,р} = (0{,}6 \div 0{,}7)\, U_{ном}$ | – | От источника питания до двигателя |

*Продолжение табл. 15.3*

| Характер повреждения или нарушения нормального режима работы | Название и исполнение защиты | Мощность двигателя, кВт | Уставка времени, с | Параметры срабатывания защиты | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Отстраивается от | Расчетная формула | Коэффициент | Зона действия защиты |
| Асинхронный режим работы (для синхронных двигателей) | Максимальная токовая от перегрузки | Для двигателей, имеющих ОКЗ $\geqslant 1$* Для двигателей, имеющих ОКЗ $\leqslant 1$* | Выдержка времени должна быть больше времени затухания пусковых токов двигателя (8 – 10 с) | – – | На РТ-80, РТ-40 $I_{с,з} = (1{,}3 \div 1{,}4) \times I_{д,ном}$ | – | Двигатель |

* При условии установки дополнительной защиты от обрыва цепи возбуждения (совмещенная защита).

** Также применяется совмещенная защита, но с независимой от тока КЗ выдержкой времени.

Обозначения: $I_{с,р}$ – ток срабатывания реле; $I_{п}$ – максимальное значение периодической составляющей пускового тока двигателя; $I_{д,ном}$ – номинальный ток двигателя; $U_{с,р}$ – напряжение срабатывания реле; $k_{воз}$ – коэффициент возврата реле; $U_{ном}$ – номинальное напряжение двигателя; $k_{т,т}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

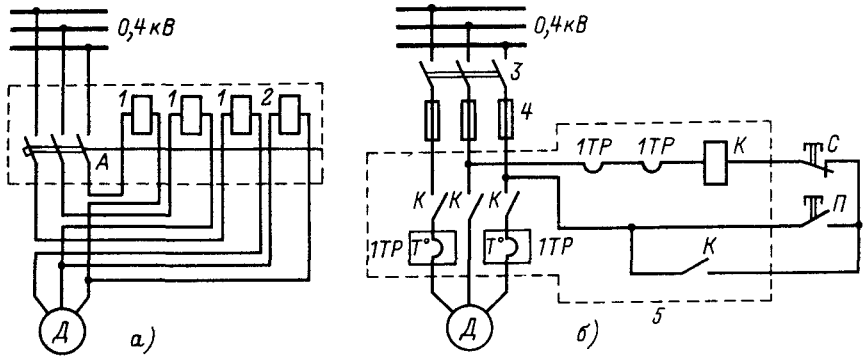



Рис. 15.8. Схема защиты двигателей напряжением до 1кВ:

*а* – при помощи автоматического выключателя; *б* – при помощи предохранителя и теплового реле магнитного пускателя; *1* – катушка максимальных расцепителей (максимальное реле прямого действия); *2* – катушка минимального расцепителя (реле минимального напряжения прямого действия); *3* – рубильник; *4* – плавкие предохранители для защиты от КЗ; *5* – магнитный пускатель (*1ТР* – тепловое биметаллическое реле, встроенное в магнитный пускатель; *К* – контактор магнитного пускателя)

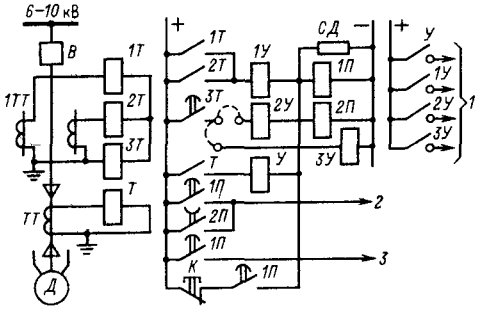



Рис. 15.9. Схема защиты асинхронного (синхронного) двигателя с ОКЗ $\geqslant 1$ мощностью до 5000 кВт:

*В* – выключатель; *Д* – защищаемый двигатель; *1ТТ, ТТ* – трансформаторы тока; *1Т, 2Т* – реле тока типа РТ-40; *3Т* – реле тока типа РТ-80; *Т* – реле тока типа РТЗ-50; *1П, 2П* – реле промежуточные типа РТ-252; *У* – реле указательное; *1У – 3У* – реле указательные сериесные типа РУ-21; *1* – на сигнал; *2* – на отключение *В*; *3* – в цепь включения *В*

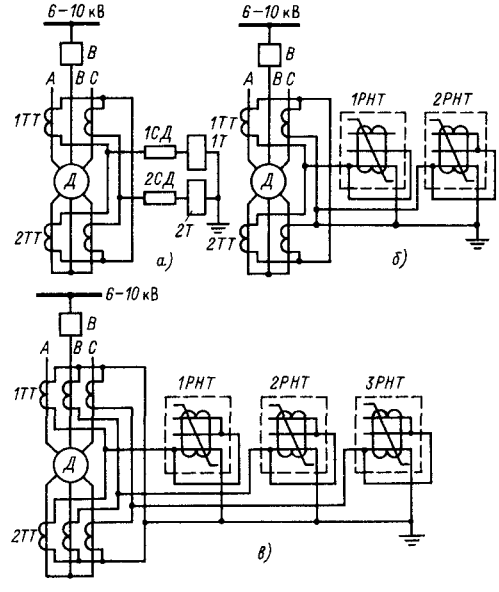



Рис. 15.10. Схема продольной дифференциальной защиты двигателя:

*а* – двухфазная двухсистемная дифференциальная отсечка; *б* – двухфазная двухсистемная дифференциальная защита; *в* – трехфазная трехсистемная дифференциальная защита; *В* – выключатель; *Д* – защищаемый двигатель; *1ТТ, 2ТТ* – трансформаторы тока; *1Т, 2Т* – реле тока типа РТ-40 или РТМ; *1РНТ – 3РНТ* – реле тока с промежуточным насыщающимся трансформатором

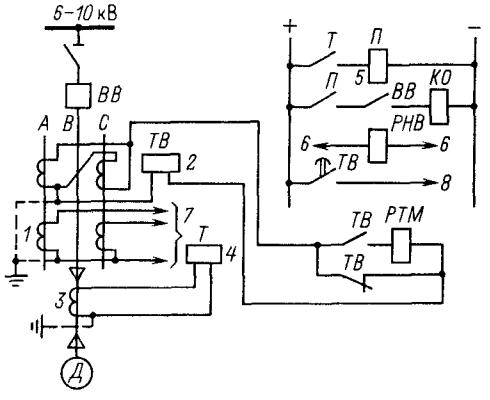
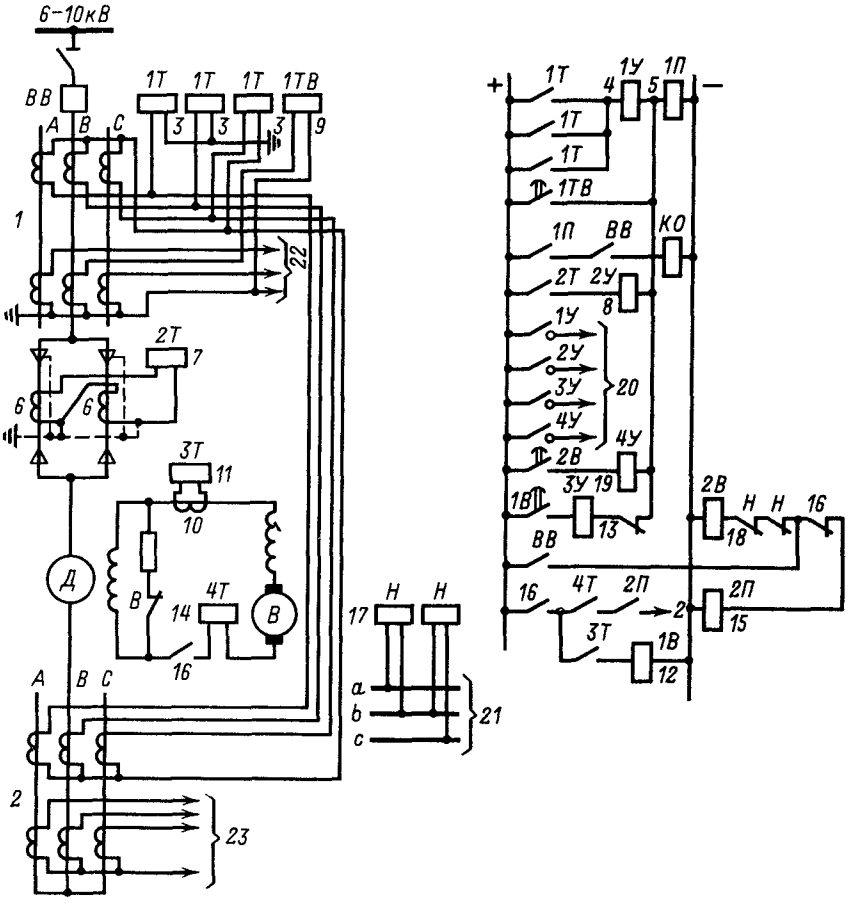



Рис. 15.11. Схема защиты на переменном оперативном токе с реле косвенного действия асинхронного (синхронного) двигателя 6–10 кВ мощностью 200 кВт для привода механизма с вентиляторным или постоянным моментом сопротивления, подверженного технологической перегрузке:

*1* – трансформатор тока; *2* – реле тока типа РТ-80; *3* – трансформатор тока типа ТНП; *4* – реле тока; *5* – реле промежуточное (*3–5* – защита от однофазных замыканий на землю); *6* – от трансформатора напряжения; *7* – к измерительным приборам; *8* – на сигнал; *РТМ* – реле тока прямого действия; *РНВ* – реле напряжения прямого действия

На рис. 15.8 – 15.13 приведены принципиальные схемы защиты двигателей.

Защиту от однофазных замыканий на землю (рис. 15.11) устанавливают при токах замыкания на землю в сети более 10 А. Токовая отсечка, защита от перегрузки и защита от асинхронного режима работы (только у синхронных двигателей) выполнены с помощью реле типа РТ-80, включенного по схеме на дешунтирование отключающей катушки.



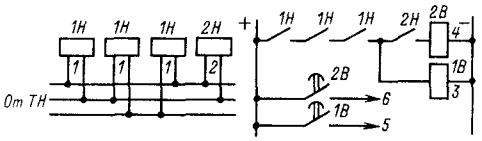



Рис. 15.13. Схема защиты минимального напряжения на постоянном оперативном токе:

*1, 2* – реле напряжения; *3, 4* – реле времени; *5* – на отключение неответственных двигателей; *6* – на отключение ответственных двигателей

Для отстройки от толчков тока (рис. 15.12), возникающих в цепи ротора в момент включения, защиту выполняют с выдержкой времени 0,5 – 1 с (реле времени *12*); с помощью переключающего устройства защита может действовать на отключение двигателя, ресинхронизацию или автоматическую разгрузку механизмов.

## 15.4. ЗАЩИТА СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ

Для синхронных компенсаторов, работающих непосредственно на шины, предусматривают такие же защиты, как и для генераторов [18] соответствующих мощностей, но со следующими особенностями:

1) защиту от внешних многофазных КЗ не предусматривают;

2) защиту от перегрузки во время пуска компенсаторов выводят из действия или переводят на сигнал;

3) защиту минимального напряжения, действующую на отключение выключателя синхронного компенсатора, выполняют с выдержкой времени примерно 10 с; напряжение срабатывания $U_{с,з}$ защиты минимального напряжения выбирают по условию $U_{с,з} = 0{,}4U_{ном}$; после отключения компенсатора защита автоматически снова включает компенсатор при восстановлении напряжения;

4) при длительном понижении напряжения в сети (при наличии на компенсаторе автоматического регулятора напряжения и отсутствии постоянного дежурного персонала) устанавливают токовую защиту от перегрузки, действующую с меньшей выдержкой времени на снижение тока возбуждения и отключение регулятора напряжения, и с большей – на отключение выключателя синхронного компенсатора; на подстанциях с дежурным персоналом защита от перегрузки действует на сигнал;

5) на синхронном компенсаторе устанавливают блокировку, отключающую выключатель синхронного компенсатора при потере возбуждения (на подстанциях без постоянного дежурного персонала).

## 15.5 ЗАЩИТА КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК

Для конденсаторных установок, предназначенных для улучшения коэффициента мощности в системе электроснабжения и присоединяемых параллельно приемникам электроэнергии с индуктивным характером нагрузки, предусматривают защиту от следующих видов повреждений и ненормальных режимов: многофазных КЗ, перегрузки, повышения напряжения в установке, а также однофазных замыканий на землю.

Для защиты конденсаторных установок на напряжение выше 1 кВ от многофазных КЗ предусматривают максимальную токовую защиту мгновенного действия в двухфазном одно- или двухрелейном исполнении. Ток срабатывания реле определяют в соответствии со следующей формулой:

$$I_{с,р} = k_{сх}k_{зап}I_{к,у,ном}/k_{т,т},$$

где $k_{зап}$ – коэффициент запаса, учитывающий бросок тока при включении конденсаторной установки и равный 2 – 2,5; $I_{к,у,ном}$ – номинальный ток конденсаторной установки.

Рис. 15.12. Схема защиты на постоянном оперативном токе с реле косвенного действия синхронного двигателя 6 – 10 кВ мощностью 5000 кВт и более с ударной нагрузкой:

*1, 2* – трансформаторы тока; *3* – реле тока; *4, 8, 13, 19* – реле указательные (*3, 4* – продольная дифференциальная защита двигателя); *5* – реле промежуточное (выходное реле защиты); *6* – трансформатор тока типа ТНП; *7, 11* – реле тока (*6 – 8* – защита от однофазных замыканий на землю); *9* – реле тока типа РТ-80 (защита от токов перегрузки); *10* – трансформатор тока типа ТКФ; *12* – реле времени (*10 – 13* – специальная защита от асинхронного режима работы); *14, 15* – реле тока; *16* – вспомогательный контакт контактора поля (*14 – 16* – защита от обрыва поля); *17* – реле напряжения; *18* – реле времени (*17 – 19* – защита от длительного исчезновения напряжения); *20* – на сигнал; *21* – от трансформатора напряжения; *22* – к автоматике пуска двигателя; *23* – к измерительным приборам

Кроме защиты всей конденсаторной установки конденсаторы в батареях с параллельным соединением снабжают групповой защитой плавкими предохранителями от токов КЗ (номинальный ток одной группы при этом не должен превышать 100 А). Групповую защиту плавкими предохранителями не устанавливают, если конденсаторы снабжены встроенной индивидуальной защитой секций. Для защиты конденсаторных установок на напряжение до 1 кВ применяют плавкие предохранители.

Для защиты конденсаторных установок от перегрузки (предусматривают в тех случаях, когда возможна перегрузка конденсатора высшими гармониками тока) применяют максимальную токовую защиту в двухфазном трехрелейном исполнении. Защита имеет выдержку времени и отключает конденсаторную установку при действующем значении тока, превышающем $1{,}3I_{к,\,у,\,ном}$.

Для защиты конденсаторной установки от повышения напряжения, устанавливаемой, когда уровень напряжения сети в месте присоединения конденсаторной установки может превышать $1{,}1U_{к,\,у,\,ном}$ (при включенных конденсаторах), предусматривают защиту максимального напряжения, действующую на отключение с выдержкой времени 3 – 5 мин. При этом применяют специальную автоматику включения конденсаторной установки после восстановления нормального (номинального) уровня напряжения.

Для защиты конденсаторной установки на напряжение выше 1 кВ от однофазных замыканий на землю (при токах замыкания на землю 20 А и выше) предусматривают максимальную токовую защиту с действием на отключение без выдержки времени.

Токовое реле защиты включают на трансформатор тока нулевой последовательности. Защиту от замыканий на землю не устанавливают на конденсаторной установке, соединяемой со сборными шинами без кабельной вставки. В этом случае для защиты от замыканий на землю используют устройство контроля изоляции на шинах подстанции. Для защиты конденсаторной установки на напряжение до 1 кВ от однофазных замыканий на землю устанавливают плавкие предохранители, общие для всей установки. Конденсаторные установки защищают от грозовых перенапряжений.

Принципиальные схемы защиты конденсаторных установок приведены на рис. 15.14 – 15.16. В качестве разрядных резисторов $R$ (рис. 15.14) обычно используют трансформаторы напряжения.

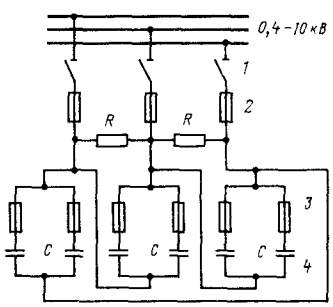



Рис. 15.14. Схема защиты конденсаторной установки при помощи предохранителей:

*1* – рубильник или разъединитель; *2* – предохранитель для групповой защиты; *3* – предохранитель для индивидуальной защиты; *4* – конденсатор

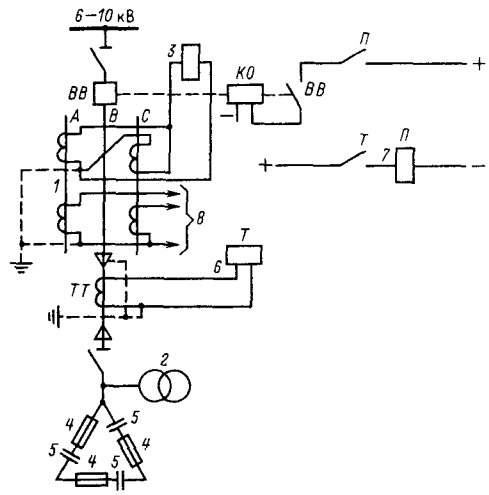



Рис. 15.15. Схема защиты на переменном оперативном токе с реле прямого действия конденсаторной установки мощностью до 6000 квар:

*1* – трансформатор тока; *2* – трансформатор напряжения; *3* – реле тока типа РТМ (защита от многофазных замыканий всей конденсаторной установки); *4* – плавкие предохранители (для индивидуальной или групповой защиты конденсаторов); *5* – конденсаторы; *6* – реле тока; *7* – реле промежуточное; *8* – к измерительным приборам

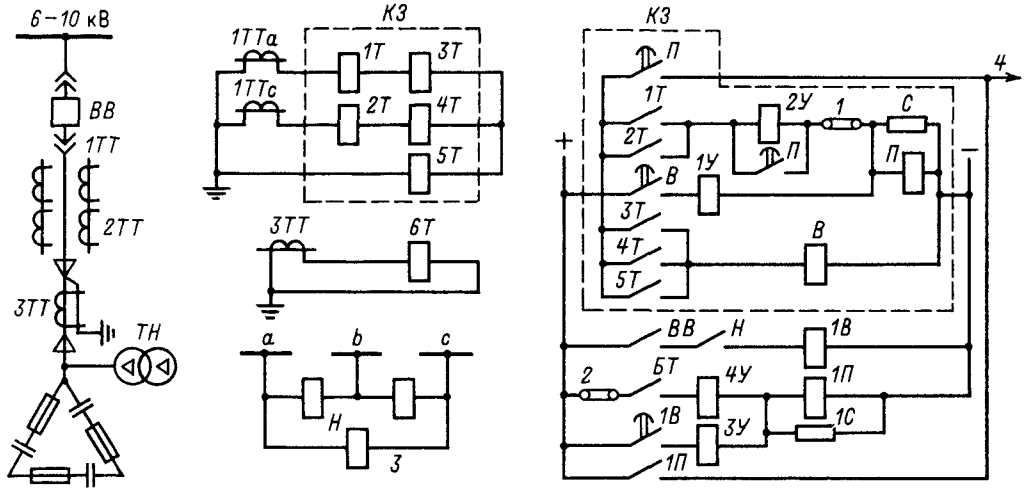



Рис. 15.16. Схема защиты конденсаторной установки:

*1ТТ – 3ТТ* – трансформаторы тока; *6Т* – реле тока типа РТ-40; *КЗ* – комплект защиты типа КЗ-13; *Н* – реле максимального напряжения типа РН-58; *1С* – резистор; *ВВ* – выключатель; *ТН* – трансформатор напряжения; *1, 2* – накладки контактные; *3* – цепи напряжения; *4* – на отключение выключателя *ВВ*

## 15.6. ЗАЩИТА ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

На полупроводниковых преобразовательных агрегатах в установках с первичным напряжением выше 1 кВ применяют релейную защиту от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

1) многофазных КЗ в пределах полупроводниковых преобразовательных агрегатов, включая КЗ на первичной и вторичной сторонах питающего трансформатора и пробой вентилей одной или нескольких ветвей;

2) недопустимых перенапряжений;

3) витковых замыканий в обмотках, внутренних повреждений и понижения уровня масла в трансформаторах;

4) КЗ на стороне выпрямленного тока;

5) перегрузки полупроводниковых преобразовательных агрегатов;

6) повышения давления в баке;

7) замыканий на землю в распределительных устройствах выпрямленного напряжения;

8) превышений допустимой температуры выпрямителя или питающего трансформатора.

Для защиты от многофазных КЗ используют максимальную токовую защиту мгновенного действия, отключающую автоматический выключатель на первичной стороне полупроводниковых преобразовательных агрегатов и осуществляемую, как правило, в двухфазном трехрелейном исполнении с помощью реле тока типа РТ-40 или РНТ-565, причем последнее обеспечивает большую чувствительность при отстройке от токов намагничивания трансформаторов при включении их вхолостую.

Если перегрузочная способность полупроводниковых вентилей недостаточна при протекании через них тока КЗ (на стороне выпрямленного тока) в течение времени действия мгновенной максимальной токовой защиты и времени действия масляного выключателя, то кроме этой защиты предусматривают специальные быстродействующие короткозамыкатели, устанавливаемые в цепи вторичного напряжения между трансформатором и выпрямителем. Наиболее распространенной является избирательная защита вентилей полупроводниковых преобразовательных агрегатов с помощью быстродействующих токоограничивающих предохранителей, устанавливаемых последовательно с вентилями в каждую параллельную цепь выпрямителя.

При внутреннем КЗ в результате пробоя одного вентиля весь ток проходит через предохранитель поврежденного вентиля, вызывая его перегорание. Для контроля перегорания предохранителей предусматривают выполнение их с контактами, действующими

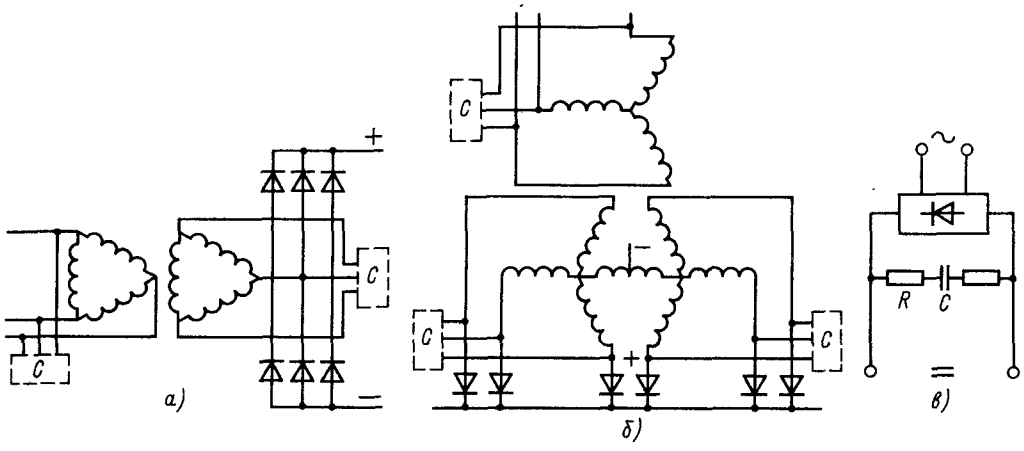



Рис. 15.17. Схема защиты выпрямительных агрегатов от коммутационных перенапряжений с помощью защитного конденсатора:

*а, б* – точки подключения защитного конденсатора; *в* – включение резистора для предотвращения резонансных явлений

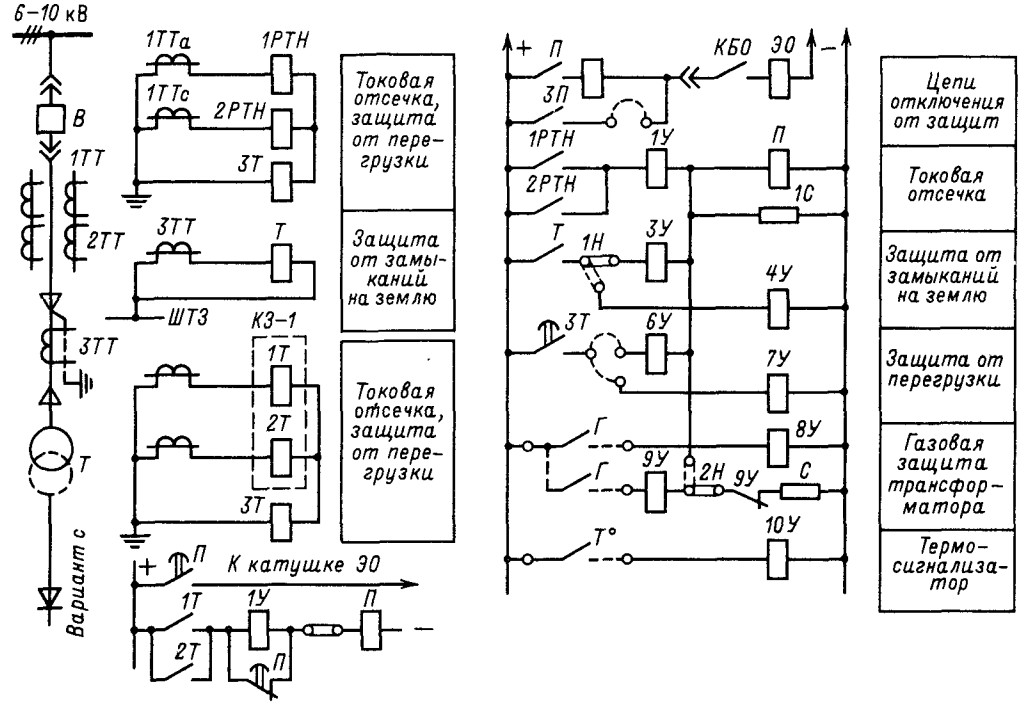



Рис. 15.18. Схема защиты полупроводникового преобразовательного агрегата, предназначенного для питания цеховых сетей 220 В:

*1ТТ, 2ТТ* – трансформаторы тока; *3ТТ* – трансформатор тока нулевой последовательности; *1РТН, 2РТН* – реле тока типа РНТ-565 (вариант: *1Т, 2Т* – реле тока типа РТ-40); *3Т* – реле тока типа РТ-84; *Т* – реле тока типа РТЗ-50; *П* – реле промежуточное типа РТ-255 (вариант: *П* – реле промежуточное типа РТ-251); *1У, 3У, 6У, 9У* – реле указательные типа РУ-21; *4У, 7У, 8У, 10У* – реле указательные шунтовые типа РУ-21; *Г* – реле газовое; $T^0$ – термосигнализатор; *С, 1С* – резисторы; *1Н, 2Н* – накладки; *3П* – контакт промежуточного реле типа РТ-23 технологических защит

в зависимости от нагрузки выпрямителя на сигнал или на отключение агрегата. В настоящее время применяют предохранители серии ПБН на напряжение до 660 В. Короткозамыкатели и предохранители обычно поставляют комплектно с полупроводниковыми преобразовательными агрегатами. Для защиты мощных выпрямителей, имеющих большое число параллельно включенных вентилей и, как правило, работающих параллельно с другими такими же выпрямителями, применяют и предохранители, и короткозамыкатели, причем время срабатывания короткозамыкателя должно быть меньше времени перегорания предохранителей.

Защиту преобразовательных агрегатов осуществляют включением в анодные и катодные цепи выпрямителей быстродействующих выключателей. Использование быстродействующих выключателей вместо предохранителей снижает избирательность защиты и применяется иногда при замене ртутных выпрямителей кремниевыми с сохранением остального оборудования выпрямительного агрегата.

Защиту вентилей от перенапряжений осуществляют с помощью конденсаторов, включаемых параллельно индуктивностям схемы питания и выпрямителю. На рис. 15.17 показаны различные способы включения защитного конденсатора. Для предотвращения резонансных явлений, могущих иметь место при наличии индуктивности трансформатора и защитного конденсатора, последовательно с конденсаторами включают резисторы. Для защиты от внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках и понижения уровня масла) в трансформаторах применяют газовую защиту, устанавливаемую на трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и более и для внутренних преобразовательных установок – на масляных трансформаторах мощностью 400 кВ·А и более.

Для защиты полупроводниковых преобразовательных агрегатов от перегрузки агрегата, если она имеет место, используют максимальную токовую защиту с выдержкой времени, действующую на отключение или на сигнал. Эта же защита может действовать на включение резервного агрегата и на сигнал. *Повышение давления* в баке герметизированных трансформаторов без расширителей контролируют с помощью реле давления, действующего на сигнал для трансформаторов мощностью до 630 кВ·А и на отключение – для трансформаторов мощностью более 630 кВ·А.

Защиту от однофазных замыканий на стороне 6 – 10 кВ осуществляют с помощью реле тока типа РТЗ-50 или РТ-40 с действием без выдержки времени на отключение агрегата.

Превышение допустимой температуры выпрямителя или питающего трансформатора контролируют с помощью термометрического сигнализатора или терморезисторной тепловой защиты, действующей на отключение выключателя.

На рис. 15.18 – 15.23 приведены принципиальные схемы защит преобразовательных агрегатов.

На рис. 15.19 приведена схема защиты полупроводникового преобразователя быстродействующими плавкими предохранителями [77]. Для обеспечения избирательного отключения повреждений характеристики предохранителей необходимо согласовать между собой. В качестве быстродействующих плавких предохранителей могут быть использованы предохранители типов ПНБ-5, ПБВ, ПБФ.

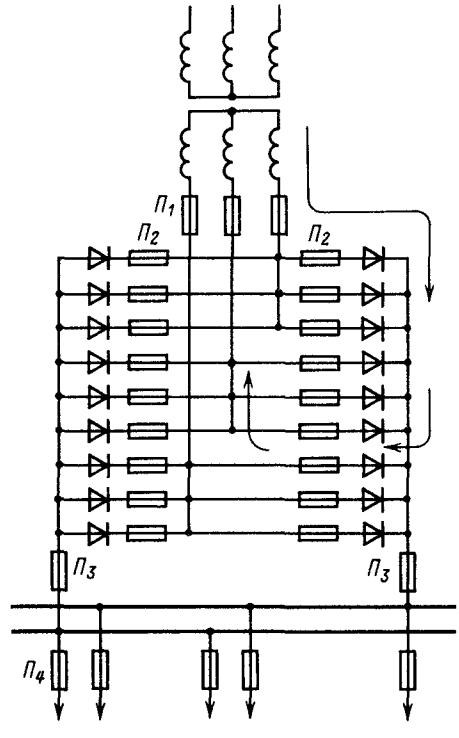



Рис. 15.19. Схема защиты полупроводникового преобразователя быстродействующими плавкими предохранителями:

$П_1$ – защита от внешних повреждений; $П_2$ – защита от внутренних повреждений; $П_3$ – защита выходных цепей постоянного тока; $П_4$ – защита в цепях отдельных потребителей

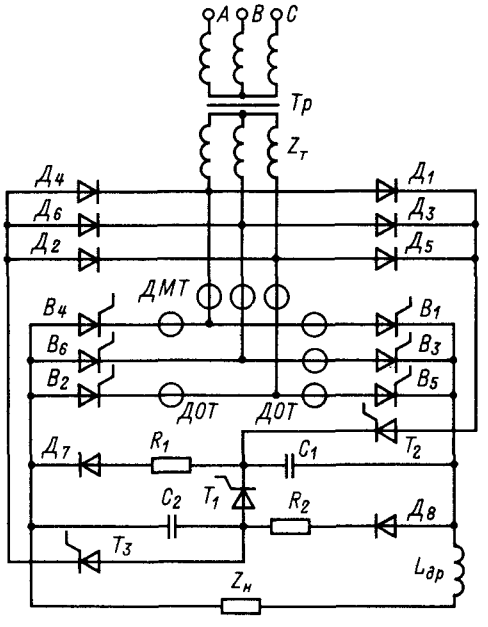



Рис. 15.20. Схема быстродействующей системы защиты мостового тиристорного выпрямителя с емкостным прерыванием для отключения внешних и внутренних замыканий:
*ДМТ* – датчик максимального тока; *ДОТ* – датчик обратного тока; $T_1$, $T_2$, $T_3$ – тиристоры; $B_1$ – $B_6$ – вентили

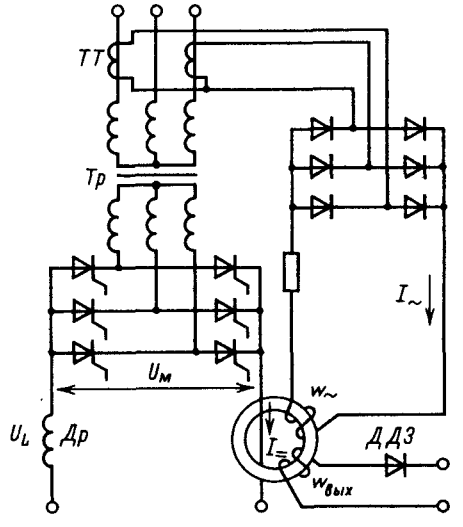
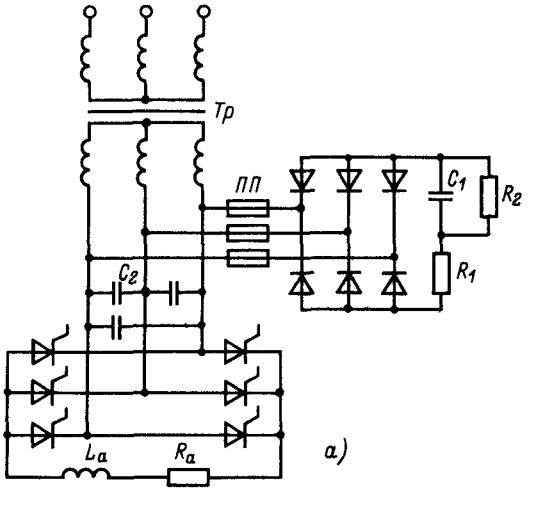



Рис. 15.21. Принципиальная схема дифференциальной защиты преобразователя:
*ДДЗ* – датчик дифференциальной защиты; *ТТ* – трансформатор тока



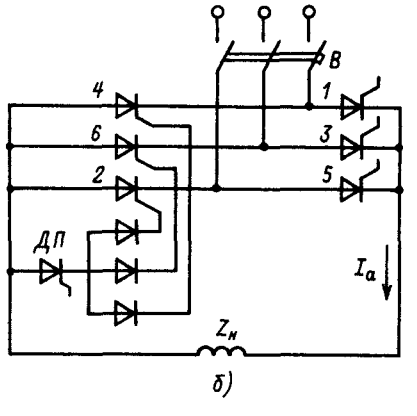




Рис. 15.22. Защита тиристорного выпрямителя:
*а* – от внешних перенапряжений; *б* – от перенапряжений, возникающих при отключении нагрузки с большой индуктивностью

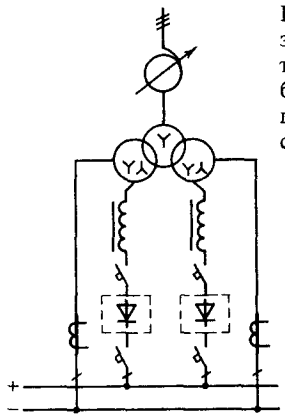


Рис. 15.23. Схема защиты выпрямительных агрегатов быстродействующими автоматическими выключателями

Для быстрого отключения выпрямителя при пробое вентиля может быть использована защита, приведенная на рис. 15.20. При КЗ в нагрузке сигналы от датчиков *ДМТ*, установленных в фазных проводах, открывают $T_1$ прерывающего устройства и срабатывает короткозамыкатель системы управления выпрямителем. При пробое вентилей плеча мостовой схемы датчик *ДОТ* выдает команду на срабатывание короткозамыкателя и открытие $T_1$ и $T_2$ или $T_3$ в зависимости от повреждения тиристоров в катодной или анодной группе. При отключении тиристорного выпрямителя в случае пробоя вентиля ток разряда прерывающего конденсатора ($C_1$ или $C_2$) протекает в основном через обмотку трансформатора *Тр*, так как $Z_т \ll Z_н$. Целесообразность применения описанного устройства определяется емкостью прерывающего конденсатора и находится в пределах $\alpha_{max} \leqslant \pi/6$. Для защиты от внутренних повреждений выпрямителей, работающих с большим диапазоном изменения угла регулирования, используют емкостное прерывание с зарядом конденсаторов от постороннего источника питания [77].

На рис. 15.21 приведена схема устройства дифференциальной защиты от внутренних повреждений силовой части преобразователей. Эта защита отличается повышенными быстродействием и чувствительностью по сравнению с максимальной токовой. Дифференциальная защита реагирует на направление мощности, что позволяет обнаруживать повреждение в самом начале аварийного процесса. В качестве датчиков защиты используют сердечники из материала с ППГ. На сердечниках расположены обмотки, в которых сравниваются значения и направление входного и выходного токов и выходные обмотки, выдающие сигнал при возникновении аварии. В качестве одной обмотки *ДДЗ* использована шина постоянного тока, а по другой – протекает ток от *ТТ*, установленных на входе выпрямителя. При отсутствии внутренних повреждений $I_{w=} > I_{w\sim}$; при внутреннем повреждении выпрямителя это соотношение изменяется, сердечник перемагничивается, на выходной обмотке *ДДЗ* появляется импульсный сигнал.

На рис. 15.22, *а* приведена схема защиты полностью управляемого тиристорного выпрямителя от внешних перенапряжений. Защитный конденсатор $C_1$ включен на стороне переменного тока через вспомогательный выпрямитель на маломощных диодах. Параллельно $C_1$ устанавливают разрядное сопротивление $R_2$. Для защиты от высокочастотных перенапряжений на стороне переменного тока устанавливают защитный конденсатор $C_2$ малой емкости [77].

На рис. 15.22, *б* приведена схема защиты тиристоров от перенапряжений, возникающих при отключении нагрузки с большой индуктивностью. Под действием повышенного напряжения открывается переключающий диод *ДП* и на управляющие электроды поступают сигналы. Если перед этим были открыты тиристоры *1* и *2*, то тиристор *4* открывается, что приводит к разряду через тиристоры *4* и *1* энергии, запасенной в нагрузке.

На рис. 15.23 приведена схема защиты выпрямительных агрегатов быстродействующими автоматическими выключателями типа ВАБ. Недостатком автоматических выключателей является наличие перенапряжений, возникающих при отключении аварийных токов.

## 15.7. ЗАЩИТА КАБЕЛЬНЫХ И ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

На кабельных и воздушных линиях напряжением 6 – 35 кВ, работающих в сетях с малыми токами замыкания на землю, устанавливают релейную защиту от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы: многофазных замыканий, однофазных замыканий на землю, а также перегрузки.

Для защиты от многофазных замыканий одиночных нереактированных линий одностороннего питания с питающей стороны предусматривают максимальную токовую защиту со ступенчатой настройкой выдержек времени в сочетании с токовой отсечкой. Защита действует на отключение выключателя и выполняется в двухфазном одно- или двухрелейном исполнении в зависимости от требований к чувствительности защиты. Для по-

Таблица 15.4. **Выбор и расчет защиты кабельных и воздушных линий на напряжение 6–35 кВ в сетях с малыми токами замыкания на землю**

| Характер повреждения или нарушения нормального режима работы | Характеристика линии | Название и исполнение защит | Параметры срабатывания защиты | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | С чем согласуется защита | Расчетная формула | Коэффициент |
| Многофазное КЗ | Одиночная нереактированная воздушная линия одностороннего питания | Максимальная токовая со ступенчатой настройкой выдержек времени в сочетании с токовой отсечкой | 1) Отстраивается от максимального тока линии<br>2) Защита должна надежно срабатывать при КЗ на всем протяжении защищаемой линии | Максимальная токовая защита<br>$I_{с,р} = \frac{k_н I_{р,max}}{k_{воз} k_{т,т}}$<br>(см. прим. 2) | $k_н = 1{,}1 \div 1{,}2$ |
| | | | Отстраивается от тока КЗ в конце линии или другой определенной точке | Токовая отсечка<br>$I_{с,р} = \frac{k_н I'_м}{k_{т,т}}$ | $k_н = 1{,}2 \div 1{,}3$ для реле типа РТ-40<br>$k_н = 1{,}4 \div 1{,}5$ для реле типа РТ-80 |
| | Одиночная нереактированная кабельная линия, отходящая от шин подстанции | Токовая отсечка без выдержки времени | Ток срабатывания отсечки должен быть выбран из условий сохранения напряжения на шинах подстанций при КЗ на линии не менее $(0{,}5 \div 0{,}6) U_{ген}$ | Ориентировочно<br>$I_{с,р} \leqslant \frac{(0{,}4 \div 0{,}5) I_{ном}}{X_\Sigma}$<br>(см. прим. 3) | – |
| | Одиночная реактированная кабельная или воздушная линия одностороннего питания, выключатель которой не рассчитан на отключение КЗ до реактора | Максимальная токовая с выдержкой времени | 1) Отстраивается от максимального тока линии<br>2) Защита должна надежно срабатывать при КЗ на всем протяжении защищаемой линии | $I_{с,р} = \frac{k_н I_{р,max}}{k_{воз} k_{к,т}}$ | $k_н = 1{,}1 \div 1{,}2$ |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| То же, но с выключателем, рассчитанным на отключение КЗ и до реактора | Максимальная токовая со ступенчатой настройкой выдержек времени в сочетании с токовой отсечкой | Аналогично защите одиночной нереактированной воздушной линии одностороннего питания | | |
| Сдвоенная кабельная линия, включенная под один выключатель | Поперечная дифзащита с циркулирующими токами | Отстраивается от максимального тока небаланса | $I_{с,р} = k_н I_{нб,max}$ (см. прим. 7) | $k_н = 1{,}25$ |
| Две воздушные или кабельные линии одностороннего питания, присоединенные под разные выключатели | Поперечная направленная дифзащита | Отстраивается от:<br>1) токов небаланса нормального режима и при сквозном КЗ<br>2) максимального тока нагрузки в режиме, когда на одном конце линии включены выключатели обеих линий, а на втором – одной линии | $I_{с,р} = \frac{k_н I_{нб,max}}{k_{воз} k_{т,т}}$<br>$I_{с,р} = \frac{k_н I_{р,max}}{k_{воз} k_{т,т}}$<br>(см. прим. 4) | $k_н = 1{,}15 \div 1{,}25$ |
| То же, частный случай защиты двух параллельных линий при двухступенчатом одностороннем питании | Максимальная токовая со ступенчатой настройкой выдержек времени в сочетании с токовой отсечкой без выдержки времени на секционном выключателе и защитой от минимального напряжения с выдержкой времени | Отстраивается от:<br>1) рабочего тока при работе одной линии<br>2) бросков тока при самозапуске двигателей на цеховой подстанции | $I_{с,р} = \frac{k_н I_{р,max}}{k_{воз} k_{т,т}}$<br>$U_{с,р} \approx (0{,}3 \div 0{,}4) U_{ном}$ | $k_н = 1{,}1 \div 1{,}2$ для реле типа РТ-40;<br>$k_н = 1{,}4 \div 1{,}5$ для реле типа РТ = 80 |
| Параллельные линии двустороннего питания | Максимальная токовая со ступенчатой настройкой выдержек времени с делением токовой отсечкой на подстанции на две радиальные линии одностороннего питания или поперечная дифференциальная с | Отстраивается от:<br>1) максимального рабочего тока линии<br>2) максимального тока небаланса | $I_{с,р} = \frac{k_н I''_м}{k_{т,т}}$<br>$I_{с,р} = k_н I_{нб,max}$ | $k_н = 1{,}2 \div 1{,}3$ для реле типа РТ-40<br>$k_н = 1{,}4 \div 1{,}5$ для реле типа РТ-80 |

*Продолжение табл. 15.4*

| Характер повреждения или нарушения нормального режима работы | Характеристика линии | Название и исполнение защит | Параметры срабатывания защиты | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | С чем согласуется защита | Расчетная формула | Коэффициент |
| | | приемной стороны. Для коротких линий допускается применение продольной дифзащиты | | | |
| | Кольцевые радиальные двустороннего питания | Ступенчатая токовая направленная или ступенчатая токовая с делением кольца токовой отсечкой на радиальные линии одностороннего питания | Отстраивается от максимальных рабочих токов линии (см. прим. 8) | $I_{с,р} = \frac{k_н I_{р,max}}{k_{воз} k_{т,т}}$ | $k_н = 1{,}1 \div 1{,}2$ для реле типа РТ-40<br>$k_н = 1{,}4 \div 1{,}5$ для реле типа РТ-80 |
| Замыкания на землю | | Максимальная токовая нулевой последовательности | Отстраивается от:<br>1) тока небаланса при максимальной нагрузке линии<br>2) емкостного тока данной линии при повреждении на другой линии | $I_{с,р} = \frac{k_н I_с}{k_{т,т}}$<br>(см. прим. 5) | $k_н = 4 \div 5$<br>(см. прим. 6) |
| Перегрузка | Кабельные линии, на которых возможны по режиму работы систематические перегрузки | Максимальная токовая в однорелейном исполнении | Отстраивается от максимального допустимого тока нагрузки линии | $I_{с,р} = \frac{k_н I_{ном}}{k_{т,т}}$ | $k_н = 1{,}2 \div 1{,}4$ |

Примечания: 1. Распространяется и на защиту блоков линия – трансформатор (допустимая протяженность линии до 3 км), если у трансформатора не требуется более сложная защита.

*Продолжение табл. 15.4*

2 Ток срабатывания защиты должен быть проверен по условию $k_{ч} = \dfrac{I_{к.min}}{k_{т.т} I_{с.р}} > 2$, где $k_{ч}$ – коэффициент чувствительности

3 При таком выборе тока срабатывания защита может оказаться неизбирательной, что является допустимым при наличии устройства АПВ и АВР

4 Второе условие является, как правило, определяющим

5 Отстройка от собственного емкостного тока всегда обеспечивает выполнение условия отстройки от токов небаланса

6 Для систем с изолированной нейтралью

7 Ток *небаланса* обусловливается погрешностью трансформатора тока и неравенством сопротивлений параллельных линий

8 Во избежание неправильной работы отсечки при качаниях ее ток срабатывания должен быть отстроен от токов качания,

$$I_{с.р} = k_{н} I_{кач}, \text{ где } k_{н} = 1{,}2 - 1{,}3, \; I_{кач} = \frac{E_1 + E_2}{X_{\Sigma}},$$

$E_1$ – ЭДС первого источника питания, $E_2$ – ЭДС второго источника питания, $X_{\Sigma}$ – суммарное сопротивление от одного источника питания до другого, включая и сопротивление самих источников питания

9 $I_{р.max}$ – максимальный ток нагрузки при наиболее тяжелом режиме работы линии, $K'_{м}$ – наибольший ток КЗ от одного из двух источников питания, $k_{н}$ – коэффициент надежности, $I_{с}$ – собственный емкостный ток линии при однофазном замыкании на другой линии, $I_{нб.max}$ – максимально возможный ток небаланса при повреждении в незащищенной зоне, $I_{ном}$ – номинальный ток линии, $I_{с.р}$ – ток срабатывания реле, $k_{воз}$ – коэффициент возврата реле

вышения избирательности действия и предотвращения ложного срабатывания (при двойных замыканиях на землю) трансформаторы тока включают в одноименные фазы. На одиночных нереактированных кабельных линиях, питающихся от шин электростанций промышленных предприятий или мощных ГПП, применяют токовые отсечки без выдержки времени, отстроенные от КЗ за трансформаторами подстанций. При наличии АПВ и АВР допускается неизбирательность действия защиты. Зону действия токовой отсечки определяют из условия снижения напряжения на шинах электростанций промышленных предприятий ниже $0{,}6U_{ном}$ при отключении многофазных замыканий.

Для защиты одиночных реактированных линий одностороннего питания от многофазных замыканий применяют отсечки по току и напряжению как без выдержки, так и с выдержкой времени. На реактированных линиях, выключатели которых не обеспечивают отключения КЗ, происходящего до реактора, токовые отсечки не устанавливают. На всех линиях одностороннего питания максимальную токовую защиту устанавливают только на питающих концах защищаемых участков сети.

Для защиты линий двустороннего питания в системах электроснабжения промышленных предприятий предусматривают максимальную токовую защиту и отсечки по току и напряжению. Для повышения избирательности действия в случае необходимости применяют направленные защиты. Для коротких одиночных линий, если применяемая релейная защита не удовлетворяет требованиям избирательности, чувствительности и быстроты действия, применяют в качестве основной продольную дифзащиту. В целях упрощения защиты рекомендуется автоматически делить сеть на радиальные участки одностороннего питания.

Для защиты от однофазных замыканий на землю воздушных линий используют устройства контроля изоляции, действующие на сигнал. Исключение составляют линии, требующие отключения по условиям техники безопасности. Для осуществления избирательности действия защиты линии снабжают кабельными вводами. Для защиты кабельных линий от замыканий на землю используют специальные трансформаторы тока нулевой последовательности (максимальная токовая защита нулевой последовательности). Защита от замыканий на землю и в этом случае работает на сигнал. Действие защиты на отключение поврежденного участка используют только в случае, когда

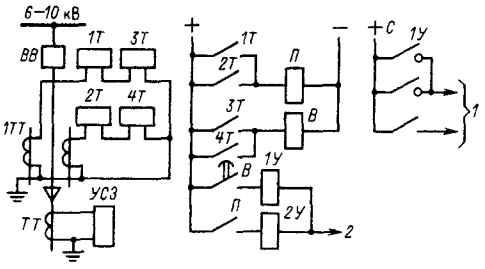



Рис. 15.24. Схема защиты линии напряжением 6–10 кВ (двухступенчатая максимальная токовая защита):

*ВВ* – выключатель; *1ТТ*, *ТТ* – трансформаторы тока; *1Т – 4Т* – реле тока типа РТ-40; *УСЗ* – устройство сигнализации при замыкании на землю; *В* – реле времени; *П* – реле промежуточное; *1У*, *2У* – реле указательные типа РУ-21; *1* – на сигнал; *2* – на отключение выключателя *ВВ*

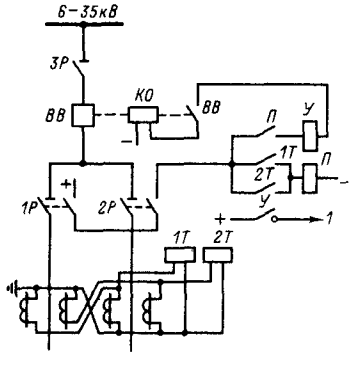



Рис. 15.25. Схема поперечной дифференциальной защиты на постоянном оперативном токе сдвоенной кабельной линии при одном общем выключателе и отдельных разъединителях:

*1* – на сигнал

отключение поврежденного участка необходимо по условиям техники безопасности или когда отключение линии не вызывает перерыва в питании потребителя, имеющего двустороннее питание или резервирование.

Для защиты линий от перегрузки, обусловленной технологическими особенностями производства, устанавливают защиту от перегрузки в однорелейном исполнении, действующую на сигнал или, если это необходимо, с выдержкой времени на отключение. Последняя относится к кабельным линиям (предотвращает разрушение изоляции кабеля от чрезмерного повышения температуры жил кабеля).

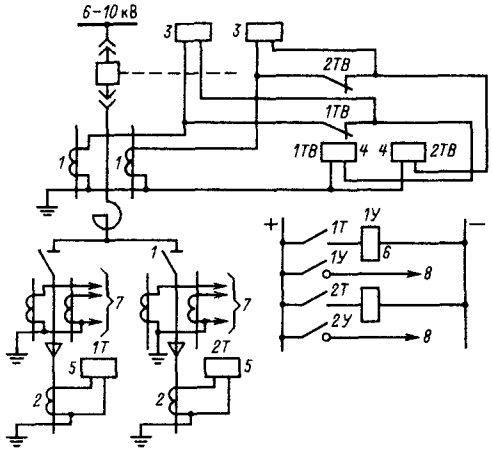



Рис. 15.26. Схема защиты на переменном оперативном токе двух кабельных линий 6–10 кВ, присоединенных к шинам подстанции через общий реактор и выключатель, не допускающий отключения КЗ до реактора:

*1* – трансформатор тока; *2* – трансформатор тока типа ТНП; *3* – отключающие катушки; *4* – реле тока типа РТ-80; *5* – реле тока; *6* – реле указательное; *7* – к измерительным приборам; *8* – на сигнал

В целях упрощения схем защиты линий допускается выполнять защиту линий предохранителями ВН в сочетании с разъединителями или выключателями нагрузки. Плавкие вставки предохранителей выбирают по рабочему току линии с учетом токов пуска или самозапуска двигателей, установленных в конце защищаемой линии. Применение плавких предохранителей для защиты линий исключает необходимость проверки линий на термическую стойкость к токам КЗ.

В табл. 15.4 даны выбор и расчет защиты, а на рис. 15.24–15.34 – принципиальные схемы защиты кабельных и воздушных линий напряжением 6–35 кВ в сетях с малыми токами замыкания на землю. На рис. 15.28 приведен частный случай радиального питания цеховой подстанции потребителя первой или второй категории от шин ГПП или электростанции промышленного предприятия. Питание одностороннее, защита построена по ступенчатому принципу выбора выдержек времени. На выключатель *В-5* действует токовая отсечка без выдержки времени. При КЗ в зоне и вне ее выключателем *В-5* система делится на обычные радиальные линии одностороннего питания. После срабатывания выключателя *В-2* или *В-1* от их вспомо-

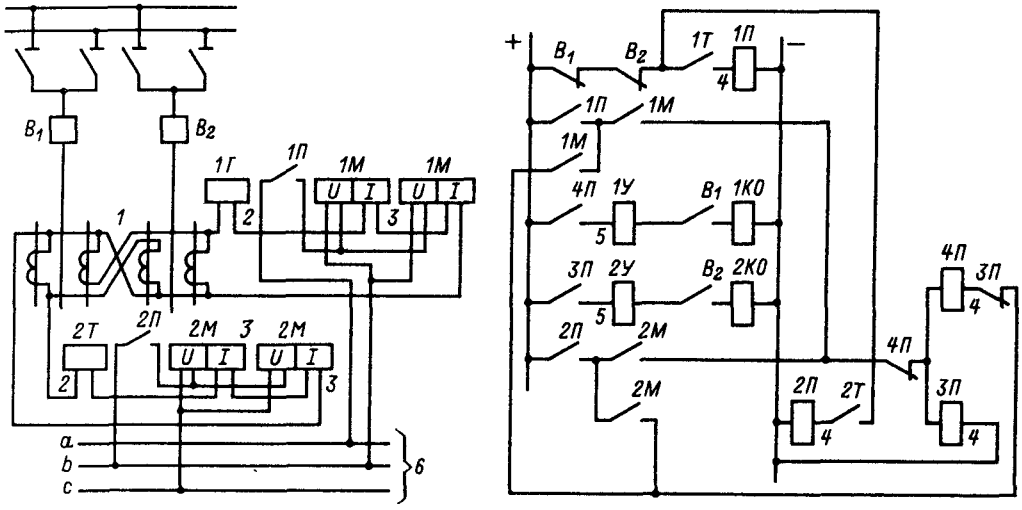



Рис. 15.27. Схема поперечной направленной дифференциальной защиты параллельных линий на постоянном оперативном токе:

*1* – трансформатор тока класса Д; *2* – реле тока; *3* – реле направления мощности; *4* – реле промежуточное; *5* – реле указательное; *6* – от трансформатора напряжения

Рис. 15.28. Схема защиты двух параллельных линий, присоединенных под разные выключатели:

*а* – схема с расстановкой реле защиты; *б* – схема блокировки реле защиты от снижения напряжения на шинах ГПП или электростанции; *1* – на отключение

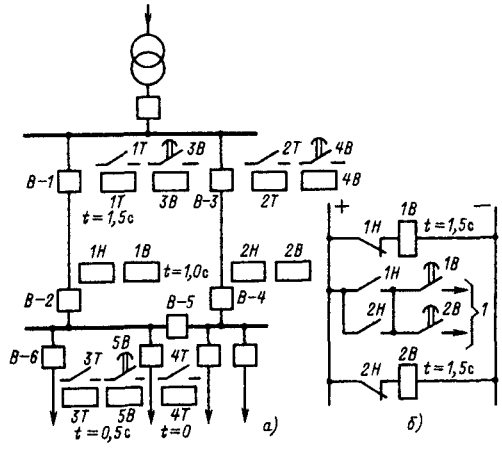
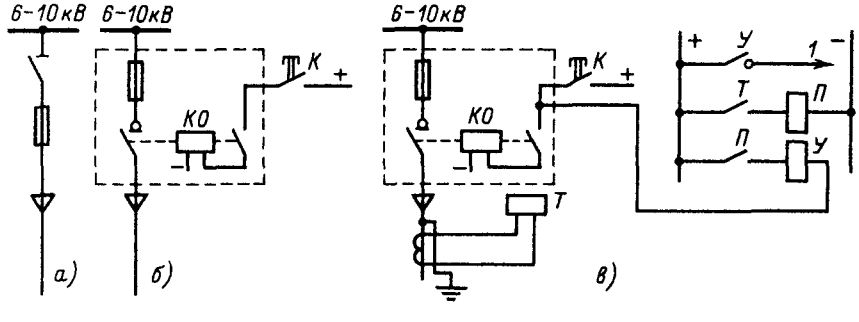



Рис. 15.29. Упрощенные схемы защиты линий на оперативном переменном токе:

*а* – защита линий при наличии разъединителя и предохранителя; *б* – защита линий при наличии выключателя нагрузки и предохранителя с дистанционным отключением; *в* – защита линии при наличии выключателя нагрузки и предохранителя с использованием выключателя нагрузки в качестве отключающего устройства при замыканиях на землю и работе защиты; *1* – на сигнал



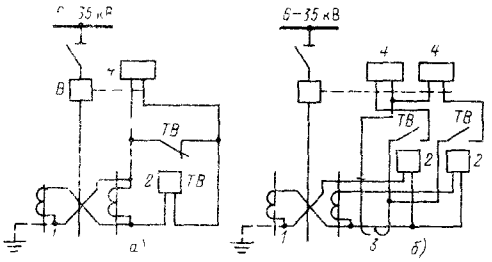



Рис. 15.30. Схема защиты на переменном оперативном токе линий с малым током замыкания на землю:

*а* – с дешунтированием отключающей катушки при включении реле на разность токов двух фаз; *б* – с двумя реле, включенными на фазные токи и одним ПНТ, включенным на разность токов двух фаз; *1* – трансформатор тока; *2* – реле тока типа РТ-80; *3* – промежуточный насыщающийся трансформатор тока (ПНТ); *4* – отключающие катушки

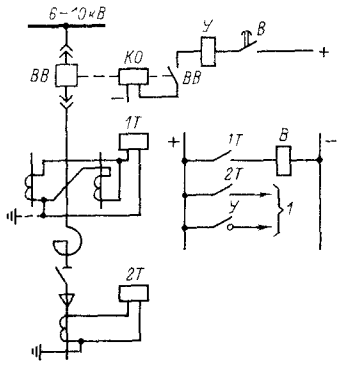



Рис. 15.31. Схема защиты на постоянном оперативном токе с реле косвенного действия реактированной кабельной линии напряжением 6–10 кВ с выключателем, не допускающим отключения КЗ до реактора:

*1* – на сигнал

гательных контактов работает устройство АПВ однократного действия, воздействующее на выключатель *В*-5, который, сработав, восстанавливает напряжение на шинах секции, питающейся от поврежденной линии.

Схемы защиты линий с двумя реле (рис. 15.30, *б*) применяют, когда схемы с одним реле не удовлетворяют требованиям чувствительности. В схеме защиты линий (рис. 15.32, *б*) при токе срабатывания отсечки, меньшем восьмикратного тока срабатывания максимальной токовой защиты, может быть применен комплект реле типа РТ. Токовую

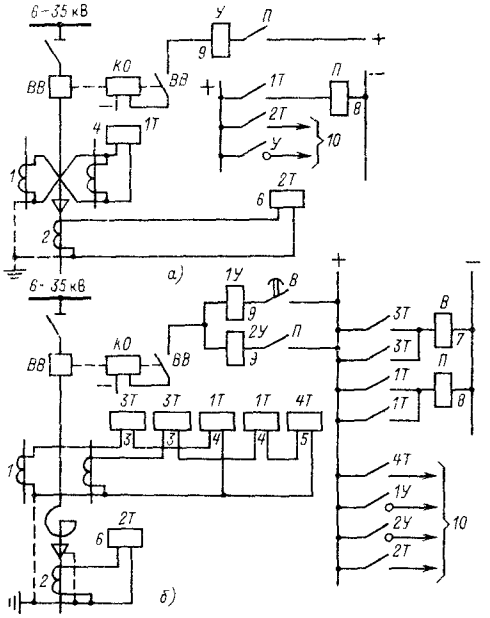



Рис. 15. 32. Схема защиты на оперативном постоянном токе с реле косвенного действия линии с малым током замыкания на землю:

*а* – схема соединения трансформаторов тока на разность токов двух фаз с токовой отсечкой; *б* – схема соединения трансформаторов тока в неполную звезду с токовой отсечкой (при наличии реактора) и защитой от перегрузки; *1* – трансформатор тока; *2* – трансформатор тока типа ТНП; *3* – реле тока для защиты от многофазных КЗ; *4* – реле тока для токовой отсечки; *5* – реле тока для защиты от перегрузки; *6* – реле тока для защиты от замыканий на землю; *7* – реле времени; *8* – реле промежуточные; *9* – реле указательные; *10* – на сигнал

отсечку устанавливают, если выключатель обеспечивает отключение КЗ до реактора. На рис. 15.33 приведена схема защиты одной рабочей линии собственных нужд ТЭЦ, присоединенной к сборным шинам генераторного напряжения и питающей секцию *1*. Для защиты от повреждений на линии и шинах 6 кВ, а также для резервирования защит и выключателей элементов, питаемых от секции *1*, предусмотрена максимальная токовая защита с выдержкой времени, действующая на отключение выключателей *1В*, *2В* (реле *1*, *2*, *3*, *4*, *5*). Для защиты от замыканий на землю используется устройство УСЗ-2/2, подключаемое к трансформатору тока типа ТЗЛ. На рис. 15.34 приведена схема защиты ввода резервного питания к секции со-

бственных нужд. Реле *3*, *4*, *8* и *11* – максимальная токовая защита, действующая на отключение выключателя *2В*. Со стороны питания установлена максимальная токовая защита с пуском от реле минимального напряжения (реле *1*, *2*, *5*, *6*, *7*, *9* и *10*), действующая на отключение выключателя *1В*. Для обеспечения действия релейной защиты при опробовании резервной линии после ремонта, когда *Р* отключен, в схеме предусмотрено шунтирование контактов реле *6* вспомогательными контактами *Р*, замкнутыми при отключенном *Р*.

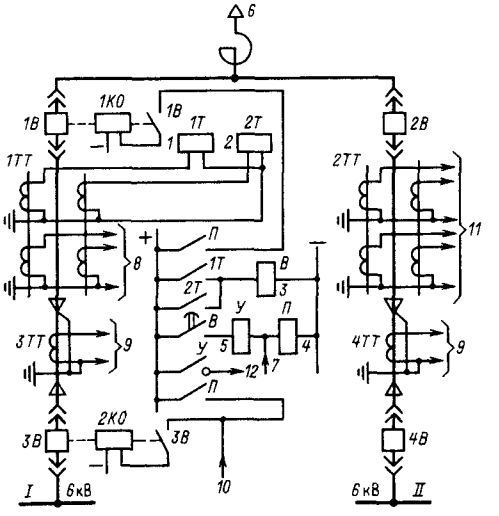



Рис. 15.33. Схема защиты линий напряжением 6 кВ с общим реактором:

*1*, *2* – реле тока типа РТ-40; *3* – реле времени; *4* – реле промежуточное; *5* – реле указательное; *6* – к шинам 6 кВ; *7* – от защиты шин 6 кВ; *8* – к измерительным приборам; *9* – с УСЗ-2/2; *10* – от АВР; *11* – к релейной защите и измерительным приборам; *12* – на сигнал

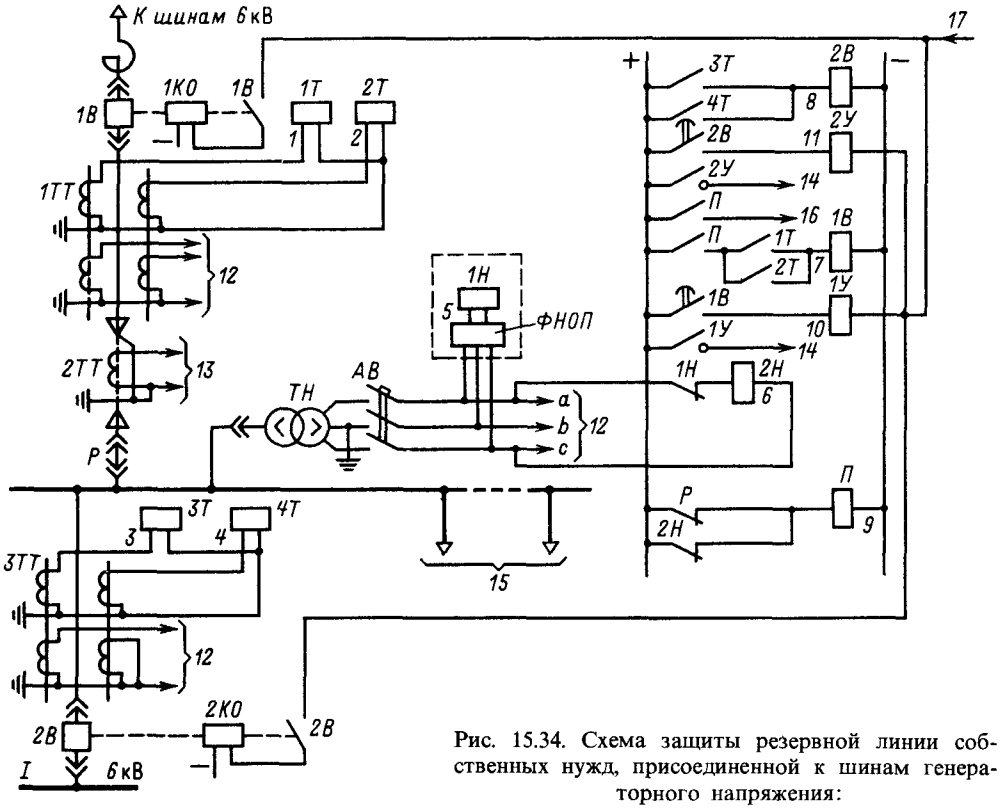



Рис. 15.34. Схема защиты резервной линии собственных нужд, присоединенной к шинам генераторного напряжения:

*1*–*4* – реле тока; *5* – фильтр-реле напряжения обратной последовательности; *6* – реле напряжения; *7*, *8* – реле времени; *9* – реле промежуточное; *10*, *11* – реле указательные; *12* – к измерительным приборам; *13* – к УСЗ-2/2; *14* – на сигнал; *15* – к другим секциям 6 кВ; *16* – к защите шин 6 кВ; *17* – от защиты шин 6 кВ; *Р* – разъединитель

РАЗДЕЛ ШЕСТНАДЦАТЫЙ

# АВТОМАТИКА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

## 16.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В настоящее время в системах электроснабжения промышленных предприятий применяют следующие виды автоматики: автоматическое повторное включение (АПВ) воздушных и кабельных линий, трансформаторов, сборных шин, электродвигателей; автоматическое включение резервного питания и оборудования (АВР); автоматическое регулирование мощности компенсирующих устройств; автоматическая аварийная разгрузка по частоте потребителей на стороне высокого и низкого напряжения (АЧР); самозапуск синхронных и асинхронных двигателей. Характеристика и условия применения или действия устройств автоматики приведены в табл. 16.1.

Таблица 16.1. **Характеристика и условия применения или действия устройств автоматики**

| Автоматические устройства | Условия применения или действия автоматических устройств |
|---|---|
| | **Устройства АПВ** |
| АПВ воздушных линий одностороннего питания | Действует после отключения любыми видами защиты |
| АПВ воздушных линий двустороннего питания | Действует после отключения любыми видами защиты. Осуществляется с предварительной проверкой синхронизма или отсутствия напряжения на приемном конце линии. Проверка синхронизации не обязательна при следующих условиях: 1) при повреждении на линии элемента передачи между энергосистемой и промышленным предприятием, когда электростанция предприятия с частью нагрузки, не превышающей ее мощности, отделяется от энергосистемы путем отключения секционного или междушинного выключателя; остальная часть нагрузки (на другой секции или системе шин) после АПВ присоединяется к энергосистеме; 2) когда при повреждении на линии электропередачи генераторы электростанции предприятия отключаются и переводятся в асинхронный режим; после АПВ линии генераторы автоматики подключаются к энергосистеме по методу самосинхронизации; 3) при наличии на линии быстродействующего устройства АПВ (длительность полного цикла 0,2—0,3 с) |
| АПВ кабельных линий | Аналогично воздушным линиям применяется для потребителей I категории, но может быть рекомендовано и для потребителей II категории. Как правило, однократного действия |
| АПВ трансформаторов | Действует при отключении трансформатора любыми видами защит, кроме газовой и дифференциальной |
| АПВ сборных шин | Действует при отключении шин защитой от КЗ на шинах. Применяется в первую очередь для открытых подстанций |
| Несинхронные АПВ | При достаточно больших сопротивлениях линий электропередачи, связывающих электростанции или части энергосистемы, когда несинхронное включение этих линий не представляет опасности для оборудования. В этом случае могут применяться устройства АПВ без проверки синхронизма, которые, обеспечивая обратное включение всех отключившихся во время аварий линий, в ряде случаев предотвращают перегрузку оставшихся линий и нарушение устойчивости. Несинхронные АПВ допустимы, если кратность тока несинхронного включения, возникшего при включении с углом расхождения векторов ЭДС, равным 180°, к номинальному току генераторов не превышает: для турбогенераторов 5; для гидрогенераторов 3 |

*Продолжение табл. 16.1*

| Автоматические устройства | Условия применения или действия автоматических устройств |
|---|---|
| АПВ электродвигателей | Находит применение для автоматического пуска двигателей, отключаемых для обеспечения самозапуска, когда наряду с отключением двигателей неответственных механизмов отключается и ряд двигателей ответственных механизмов |
| | **Устройства АВР** |
| АВР кабельных и воздушных линий | Действует при исчезновении напряжения или отключении питающей линии |
| АВР трансформаторов | При отключении рабочего трансформатора любыми видами защиты или ошибочном его отключении вручную; АВР трансформатора может происходить также под воздействием релейного устройства, обеспечивающего экономически целесообразный режим работы трансформатора |
| АВР сборных шин | Действует при исчезновении напряжения на данной секции или системе шин; для открытых подстанций целесообразно применение АВР сборных шин также при отключении их защитой |
| АВР электродвигателей | Действует при отключении любыми видами защиты |
| | **Автоматизация работы компенсирующих устройств** |
| Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок по напряжению | Применяется, когда одновременно желательно обеспечить и регулирование напряжения |
| Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок по току нагрузки | Применяется для тех приемников, у которых в суточном графике происходит резкое изменение потребления реактивной мощности |
| Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок по направлению реактивной мощности | Применяется на отдельных удаленных тупиковых подстанциях |
| Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок по времени суток | Применяется при хорошо известном и достаточно постоянном суточном графике реактивной мощности |
| | **Устройства АЧР** |
| АЧР потребителей на сторонах высокого (6—35 кВ) и низкого напряжений | Действует при снижении частоты до 48—45 Гц и ниже путем отключения отдельных линий и трансформаторов, питающих менее ответственных потребителей (II и III категорий) |
| | **Самозапуск двигателей** |
| Самозапуск синхронных и асинхронных двигателей | Применяется при кратковременном (до 5—10 с) исчезновении напряжения на шинах питающих, распределительных и цеховых подстанций |

Устройства автоматики в системах электроснабжения выполняют на оперативном как переменном, так и постоянном токе. При проектировании новых схем автоматики предпочтение отдают в первую очередь оперативному переменному току; оперативный постоянный ток применяют в особо ответственных установках. На оперативном постоянном токе устройства автоматики в системах электроснабжения промышленных предприятий применяют при наличии электромагнитных или пневматических приводов.

На оперативном переменном токе, как правило, средства автоматики применяют при наличии пружинных приводов.

## 16.2. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием средств релейной защиты, вновь включается под напряжение (если нет запрета на повторное включение), и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе и потребитель продолжает получать питание практически без перерыва. Опыт эксплуатации показывает, что очень многие повреждения в системах электроснабжения промышленных предприятий являются неустойчивыми и могут быть самоустранены после кратковременного исчезновения напряжения. Среди наиболее частых причин, вызывающих неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, можно назвать перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий или шин различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбирательного срабатывания релейной защиты, ошибочных действий дежурного персонала, проходящих нарушений изоляции оперативных цепей и т. д. Стоимость устройства АПВ ничтожно мала по сравнению с убытками производства, вызываемыми перерывами в электроснабжении. Применение устройства АПВ различных элементов системы электроснабжения значительно повышает надежность электроснабжения даже при одном источнике питания.

Автоматическое повторное включение применяется для воздушных и кабельных линий, секций и систем шин, двигателей и одиночных трансформаторов. Однако при применении АПВ трансформаторов в схеме АПВ предусматривают запрет АПВ при внутренних повреждениях трансформатора, т. е. при отключении трансформаторов под действием газовой или дифференциальной защиты. Наиболее эффективным является применение АПВ для воздушных линий высокого напряжения. Применение АПВ для кабельных линий, секций и систем шин, трансформаторов менее эффективно, так как появление неустойчивых повреждений для этих элементов системы электроснабжения менее вероятно, чем для воздушных линий. Однако и для этих элементов системы электроснабжения устройства АПВ являются практически обязательными, так как выход из строя этих элементов приводит к обесточиванию большого количества потребителей.

В системах электроснабжения промышленных предприятий в основном применяют устройства АПВ однократного действия как наиболее простые и дешевые. С увеличением кратности действия АПВ их эффективность уменьшается. Так, эффективность применения однократного АПВ для воздушных линий в энергосистемах СССР составляет 60 – 75, при двукратном 30 – 35 и при трехкратном всего лишь 1 – 5%. Многократное АПВ применяют на одиночных длинных (выше 10 км) воздушных линиях, питающих потребителей 2-й и 3-й категорий, когда на приемной подстанции не предусматривают автоматическое включение резервного ввода и выключатель рассчитан для работы в условиях многократного АПВ.

В настоящее время разработано и внедрено большое количество схем и конструкций типовых устройств АПВ для выключателей с приводами, работающими на постоянном и переменном токе, выпускаемых промышленностью в виде готовых панелей.

В соответствии с ПУЭ к устройствам АПВ предъявляют следующие требования:

1) обеспечение ускорения действия релейной защиты до действия АПВ и после;

2) автоматический возврат устройства АПВ после срабатывания;

3) запрет АПВ при работе некоторых видов релейной защиты и автоматики;

4) вывод устройства АПВ при отключении выключателя ключом управления и по телеуправлению и при оперативном включении выключателя на КЗ;

5) блокировка от многократных включений на устойчивое КЗ и при неисправностях в устройстве АПВ.

Для линий, оборудованных выключателями с электромагнитными и пневматическими приводами, применяют типовые комплекты устройств АПВ с реле типов РПВ-58, РПВ-258, РПВ-358 и их модификациями, которые предназначаются для линии с односторонним и двусторонним питанием при наличии на подстанции постоянного оперативного тока. Устройство РПВ-58 обеспечивает однократное действие АПВ и состоит из следующих элементов (рис. 16.1): реле времени *1В*, создающего выдержку времени от момента пуска АПВ до замыкания цепи включающей катушки выключателя; промежуточного реле *1П*, подающего импульс на электромагнит включения *ЭВ*; конденсатора *С*, обеспечивающего однократность действия АПВ; резистора $R_1$, обеспечивающего термическую стойкость реле *1В*; резистора $R_2$ (1,1 ÷ 3,4 МОм), предназначенного для ограничения скорости за-

ряда конденсатора $C$; резистора $R_3$, через который происходит разряд конденсатора $C$ при наличии запрета АПВ.

Схема устройства АПВ линий с двусторонним питанием, оборудованных выключателями с электромагнитным приводом, с применением реле типа РПВ-58 (рис. 16.1). На рис. 16.1 приведена схема включения устройства типа РПВ-58 для линий с двусторонним питанием. Для линий с односторонним питанием должен отсутствовать элемент схемы, обведенный на рис. 16.1 пунктиром, и точка $M_1$ должна быть соединена с точкой $M_2$. Пуск устройства АПВ производится во всех случаях аварийного отключения, т. е. во всех случаях возникновения несоответствия положения выключателя и его ключа управления *КУ*.

Схема устройства типа РПВ-58 для линий с односторонним питанием отличается от указанной выше отсутствием следующих элементов: *7СН*, *8Н*, *2Н*, *10Л*. В некоторых приводах (ПС-10) АПВ действует не на электромагнит включения, а на контактор включения. Схема работает следующим образом. При срабатывании релейной защиты замыкается контакт *РЗ* (выходной контакт релейной защиты; схема релейной защиты на рисунке не показана), подается напряжение на электромагнит отключения выключателя *ЭО* и выключатель *В* отключается (выключатель *В* на схеме не показан). Контакт выключателя *В* в цепи электромагнита включения *ЭВ* замыкается, однако включения выключателя не происходит, так как ток электромагнита *ЭВ* ограничен сопротивлением $R_6$ и недостаточен для включения выключателя. В некоторых приводах, например ПС-10, вместо электромагнита *ЭВ* в цепях АПВ устанавливают контакторы включения КВ, а цепь *ЭВ* получает питание от более мощного источника постоянного тока. Однако при замыкании контакта *В* в цепи *ЭВ* получает питание реле *4П* и замыкает свой контакт в цепи устройства АПВ. Реле *1В* срабатывает и осуществляет пуск устройства АПВ (реле РПВ-58).

При замыкании контакта *1В* в цепи реле *1П* происходит разряд конденсатора *С* на параллельную обмотку реле *1П*, вызывая его кратковременное срабатывание. Замыкающий контакт в цепи *ЭВ* замыкается и по цепи *КУ* – точка $M_2$ – контакт *1П* – реле *1П*, указательное реле *1У* – *Н* – контакт *5П* – контакт *В* – электромагнит *ЭВ* – минус выключатель включается. Благодаря наличию последовательной обмотки реле *1П* самоудерживается во включенном состоянии до момента включения выключателя, чем обеспечивается надежное включение выключателя. Параллельная обмотка *1П* благодаря кратковременному разряду конденсатора и большому сопротивлению $R_2$ находится в рабочем состоянии незначительное время, а время включения выключателя составляет примерно 1 с.

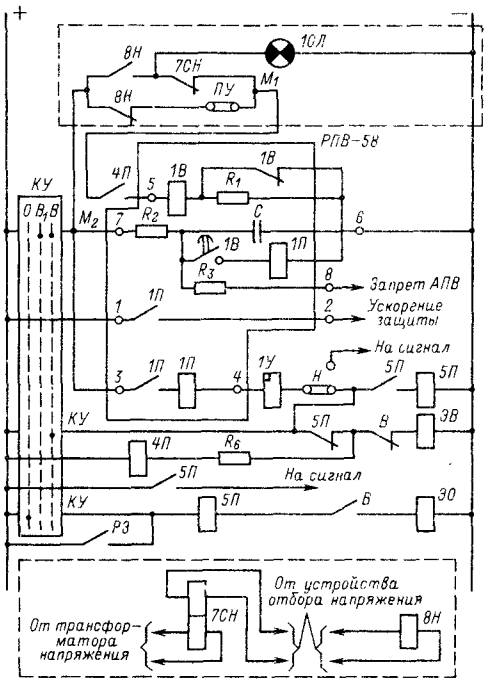



Рис. 16.1. Схема устройства АПВ линий с двусторонним питанием, оборудованных выключателями с электромагнитным приводом с реле РПВ-58:

*4П* – реле промежуточное типа РП-23; *5П* – реле промежуточное типа РТ-232; *7СН* – реле контроля синхронизации

После включения выключателя размыкающий контакт *В* размыкается, реле *4П* обесточивается и размыкает свой контакт в цепи *1В*. Если АПВ оказывается неуспешным, то повторного включения выключателя не происходит: после замыкания контакта *1В* в цепи *1П* оно не срабатывает, так как конденсатор *С* еще не успел зарядиться. Готовность устройства АПВ к следующему действию определяется временем заряда конденсатора *С*, которое при заданной емкости конденсатора определяется значением

$$t_{зар} = R_2 C l_n \frac{U_{ном}}{U_{ном} - U_{с.р}},$$

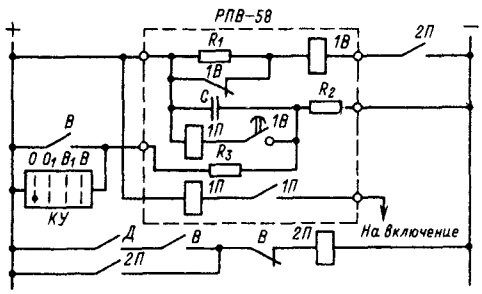



Рис. 16.2. Схема устройства АПВ линий, оборудованных воздушными выключателями с реле РПВ-58:

*2П* – реле типа РП-211; *Д* – контакт электроконтактного манометра Остальные обозначения такие же, как на рис. 16.1

где $U_{ном}$ – напряжение питания, В; $U_{с.р}$ – напряжение срабатывания реле *1П*, В.

При оперативном отключении выключателя ключом *КУ* АПВ не происходит, так как цепь реле *1В* будет разомкнута контактом ключа управления. Реле *5П* предназначено для предупреждения многократной работы выключателя при неисправностях цепей включения. Для линий с двусторонним питанием дополнительно устанавливают реле контроля синхронизации *7СН*, реле минимального напряжения *8Н* и сигнальную неоновую лампу *10Л* (на схеме обведены пунктиром).

Схема устройства АПВ линий, оборудованных воздушными выключателями с применением реле РПВ-58. На рис. 16.2 показана часть схемы, которая имеет отличие от схемы рис. 16.1. Нормальная работа воздушных выключателей возможна, если имеющийся в его резервуарах сжатый воздух находится под давлением, определяемым минимально допустимым давлением для данного типа выключателей. В связи с тем что каждая операция по отключению выключателя связана с большим расходом воздуха, а следовательно, и с понижением давления в резервуарах, применять устройства АПВ на линиях с воздушными выключателями можно только в тех случаях, когда емкость резервуара выключателя достаточна для выполнения следующего цикла: отключение – включение (с помощью средств АПВ) – отключение (О – В – О).

Расход воздуха для включения выключателя очень мал и практически не сказывается на понижении давления. Наличие достаточного давления воздуха для второго отключения необходимо в том случае, если включение выключателя произошло на неустранившееся КЗ. Контроль давления, необходимого для выполнения АПВ, может осуществляться по-разному.

На рис. 16.2 приведена схема устройства АПВ воздушного выключателя с пуском при давлении, достаточном для выполнения операции О – В – О с проверкой давления во время пуска устройства АПВ. Контроль давления осуществляют с помощью электроконтактного манометра (на схеме контакты манометра обозначены *Д*). Уставку манометра выбирают из расчета, чтобы после одного отключения давление в резервуаре было не меньше минимально допустимого. Так как контакты электроконтактных манометров имеют малую отключающую способность, то все операции в оперативных цепях осуществляют с помощью промежуточного реле *2П*. Нормально реле *2П* обесточено и его контакты разомкнуты. При первом отключении выключателя замыкающий контакт выключателя *В* в цепи *2П* замыкается, и если давление в резервуаре достаточно (контакт *Д* замкнут), то реле *2П* срабатывает и замыкает свои контакты. Контакт *2П* блокирует контакты *Д* и замыкающий контакт *В* и удерживает реле *2П* во включенном состоянии до тех пор, пока не произойдет включения выключателя. Происходящее после отключения понижение давления уже не оказывает влияния на состояние реле *2П*, и оно, зафиксировав наличие необходимого давления перед первым отключением, дает импульс на пуск устройства АПВ. Реле *2П* должно быть быстродействующим (например, реле типа *РП*-211), чтобы замыкание контактов *2П* происходило быстрее размыкания контакта *Д*, иначе не сможет произойти пуск устройства АПВ.

Иногда для большей надежности вместо одного реле *2П* применяют еще дополнительное реле с замедлением при возврате, используемое как повторитель контакта электромагнитного манометра (на схеме не показано). После замыкания контакта *2П* в цепи реле *1В* осуществляется пуск устройства АПВ, выполненного с применением комплекта РПВ-58, и схема работает, как и схема рис. 16.1. При новом отключении выключателя реле *2П* не может сработать, так как давление в резервуаре после двух отключений понижается ниже максимально допустимого и контакт манометра *Д* будет разомкнут. Возможность нового АПВ после успешного срабатывания предыдущего опре-

деляется не только временем возврата устройства АПВ, но и временем восстановления давления в резервуарах, которое значительно. Поэтому при частых отключениях выключателя (например, во время грозы, сильных ветров и т. д.) возможны отказы АПВ. Для предотвращения срабатывания АПВ при оперативном включении выключателя на устойчивое КЗ в цепь резистора $R_3$, через который происходит разряд конденсатора при подаче команды на включение, включают замыкающий контакт выключателя *В*.

Схема АПВ линий, оборудованных выключателями с электромагнитными приводами, с применением реле РПВ-58 с релейной схемой управления (ВГПИ «Теплоэлектропроект», рис. 16.3). Поскольку применяемые в схемах автоматического управления ключи управления с мощными контактами, остающимися замкнутыми после подачи оперативных команд, являются довольно сложными и дорогими, то выпускаемые в настоящее время достаточно надежные и недорогие малогабаритные ключи управления с маломощной контактной системой находят большое применение в промышленности, и в частности в схемах автоматического управления.

Так как мощность контактов маломощных ключей управления мала, то все операции в схеме управления осуществляют с помощью промежуточных реле типа РП-23, цепи обмоток которых включают в цепи через контакты ключа управления. Для создания цепей несоответствия (маломощные ключи управления не имеют цепей, остающихся замкнутыми после прекращения подачи команды на включение) в схеме используют контакты двухпозиционного реле типа РП-353. При подаче напряжения на одну обмотку этого реле оно срабатывает и удерживается в этом положении пружинами независимо от наличия напряжения на обмотке. Для возврата в исходное положение на одну из обмоток необходимо снова подать напряжение.

Схемы дистанционного управления с применением промежуточных реле и двухпозиционных реле для оперативного управления разработаны ВГПИ «Теплоэлектропроект» и получили название релейных схем управления. На рис. 16.3 приведена схема релейного управления устройства АПВ с использованием реле РПВ-58. Нормальное включение и отключение выключателя осуществляют с помощью промежуточных реле

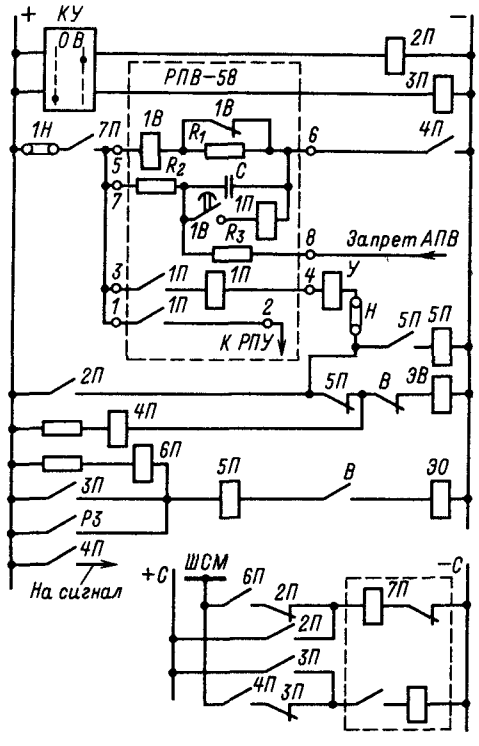



Рис. 16.3. Схема устройства АПВ линий, оборудованных выключателями с электромагнитными приводами с реле РПВ-58 с релейной схемой управления:

*2П, 3П, 4П, 6П* – реле промежуточные типа РП-23; *5П* – реле типа РП-232; *7П* – реле типа РП-352

*2П* и *3П* типа РП-23, катушки которых получают питание через контакты маломощного ключа управления *КУ*. При любом отключении выключателя получает питание реле *4П* и замыкает свои контакты в цепи реле РПВ-58. Однако пуск устройства произойдет только в том случае, если контакт *7П*, подающий плюс оперативного тока на реле РПВ-58, будет замкнут. В качестве реле *7П* используют двухпозиционное реле типа РП-352, якорь которого перебрасывается в то или иное положение при подаче соответствующей оперативной команды. Обмотка реле находится под напряжением только в течение времени срабатывания реле, так как в цепь каждой обмотки реле включены его собственные контакты. При аварийном отключении выключателя контакт *7П* в цепи реле РПВ-58 замыкается и устройство АПВ начинает работать аналогично описанному выше для схемы рис. 16.1.

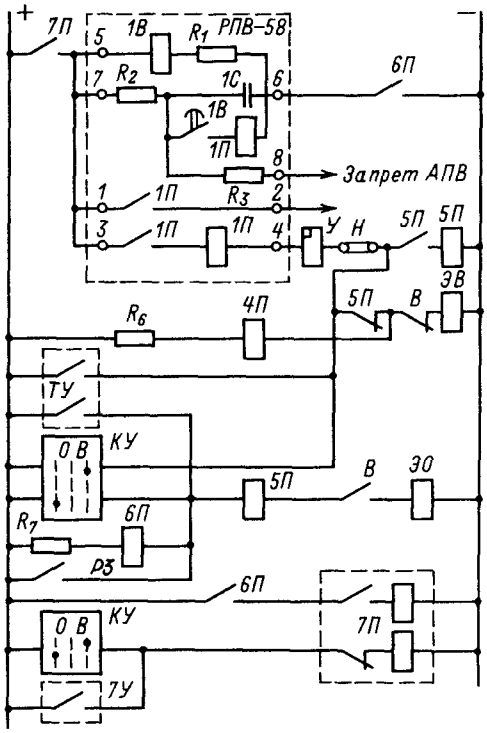



Рис. 16.4. Схема устройства АПВ линий, оборудованных выключателями с электромагнитными приводами с реле типа РПВ-58 для телеуправляемых подстанций:

*7П* – двухпозиционное реле постоянного тока типа РП-352. Остальные обозначения и типы реле такие же, как на рис. 16.1

Если же отключение выключателя произведено ключом управления, то контакт *7П* в цепи устройства АПВ будет разомкнут и АПВ не произойдет. В случае неуспешного АПВ приведение реле *7П* в соответствие с положением выключателя осуществляют не только ключом управления *КУ*, но и путем подачи соответствующей команды с пункта управления через шинку *ШСМ*.

Схема устройства АПВ линий, оборудованных выключателями с электромагнитными приводами, с применением реле типа РПВ-58 для телеуправляемых подстанций (рис. 16.4). Модификацией схем рис. 16.1 и 16.3 является схема рис. 16.4. В отличие от схем рис. 16.1 и 16.3 выключатель *В* включают и отключают не только от ключа *КУ* или действия релейной защиты *РЗ*, но и от команды телеуправления *ТУ*. Для запрета действия АПВ при отключении выключателя от *КУ* или *ТУ* в схеме используют двухпозиционное реле *7П* (см. схему рис. 16.3). При включении выключателя *В* реле *6П*, находящееся под напряжением, так как контакт *В* в цепи электромагнита отключения *ЭО* замкнут, срабатывает, замыкает свой контакт в цепи *7П* и размыкает в цепи РПВ-58. Одна обмотка реле *7П* получает питание. Реле *7П* срабатывает, замыкает контакты в цепи реле РПВ-58, подготовляя его к включению, и в цепи второй обмотки реле *7П*, подготовляя его к возврату. При любом отключении выключателя реле *6П* теряет питание, его обмотка обесточивается и контакты возвращаются в исходное положение.

При срабатывании релейной защиты реле *6П*, замкнув свой контакт в цепи РПВ-58 (контакт *7П* в этой цепи уже замкнут), осуществляет пуск устройства АПВ. Дальше схема работает аналогично схеме рис. 16.1. Если отключение происходит под действием *КУ* или *ТУ*, то АПВ не происходит. В этом случае через *КУ* или *ТУ* на вторую обмотку *7П* подается напряжение, реле, возвращаясь в исходное положение, размыкает свой контакт в цепи реле РПВ-58, и при замыкании контакта *4П* включения устройства АПВ не происходит.

Схема АПВ линий, оборудованных выключателями с электромагнитными приводами, с применением реле типа РПВ-58 с проверкой синхронизма (рис. 16.5). Устройство АПВ (рис. 16.5, *а*) устанавливают с двух концов линии. При этом пуск устройства АПВ и включение выключателя с одной стороны линии могут осуществляться при отсутствии напряжения на линии, а на втором конце линии только при наличии напряжения на линии. Наличие напряжения на линии контролируется реле *НЛ*, в качестве которого используют двухобмоточное реле типа РН-55. Первую обмотку этого реле включают на напряжение на первом конце линии, вторую – на напряжение на втором конце линии.

Вторым условием, при котором происходит пуск устройства АПВ на втором конце линии, является наличие синхронизма между напряжениями $\vec{U}_1$ и $\vec{U}_2$, которое контролируется реле *КС*.

Схема включения реле *КС* приведена на рис. 16.5, *б*. Реле *КС* срабатывает в том случае, когда угол между $\vec{U}_1$ и $\vec{U}_2$ не превышает значения, определяемого из выражения

$$\delta_{ср} = \delta_{max} \frac{t_{АПВ}}{k_н(1 + k_в)t_{вкл} + t_{АПВ}},$$

где $\delta_{max}$ – максимально допустимый угол между $\vec{U}_1$ и $\vec{U}_2$ (обычно он равен 70–75°); $k_в$ – коэффициент возврата реле контроля синхронизма (обычно равен 0,8); $k_н$ – коэффициент надежности, равный 1,1–1,2; $t_{АПВ}$ – время срабатывания устройства АПВ, с; $t_{вкл}$ – максимальное время включения выключателя данного типа, с.

При одинаковых напряжениях $\vec{U}_1$ и $\vec{U}_2$ на концах линии разность напряжений зависит только от угла $\delta_{ср}$ между $\vec{U}_1$ и $\vec{U}_2$, и ее определяют из выражения

$$\Delta U = 2U \sin \delta_{ср}/2.$$

При соблюдении этих двух условий включение выключателя не сопровождается большим толчком тока. При несинхронных напряжениях на концах линии пуск устройства АПВ не происходит до тех пор, пока напряжения $\vec{U}_1$ и $\vec{U}_2$ не станут синхронными или близкими к синхронным.

Схема АПВ (рис. 16.5), установленная на одном конце линии, где выключатель может включаться при отсутствии напряжения на линии, работает следующим образом. После отключения выключателя и при отсутствии напряжения на линии пуск реле РПВ-58 осуществляется по цепи плюс – $R_1$ – *1В* – *НЛ* – $H_2$ – *4П* – *7П* – минус.

Если на линии имеется напряжение, то пуск реле РПВ осуществляется по цепи плюс – $R_1$ – *1В* – *НЛ* – *КС* – *4П* – *7П* – минус.

При отсутствии повреждения на линии выключатель включается так же, как в схемах рис. 16.3 или 16.4, и остается во включенном положении. В случае устойчивого КЗ на линии выключатель отключается под действием релейной защиты. Пуск АПВ на другой стороне линии при этом не происходит, так как включение выключателя осуществляется только при наличии напряжения на линии (замкнут контакт *НЛ*) и синхронизма (замкнут контакт *КС*) между напряжениями $\vec{U}_1$ и $\vec{U}_2$. Поэтому в схеме АПВ на другом конце линии накладка *Н2* отключена, и пуск устройства АПВ в этом случае осуществляется только по цепи плюс – $R_1$ – *1В* – *НЛ* – *КС* – *4П* – *7П* – минус. Накладки *Н3* и *Н4* используют для оперативных переключений.

Схема устройства двукратного АПВ линий, оборудованных выключателями с электромагнитными приводами, с применением реле типа РПВ-258 (рис. 16.6). Устройство автоматического повторного включения типа РПВ-258 применяют для линий с одно- и двусторонним питанием на

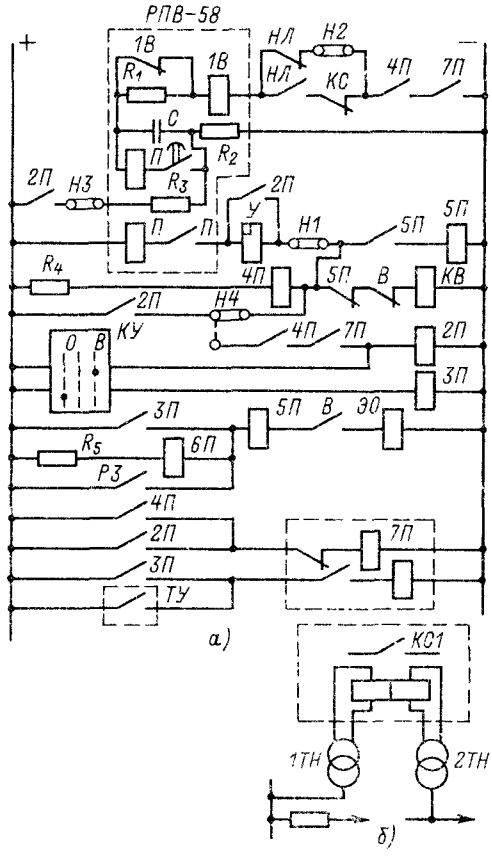



Рис. 16.5. Схема АПВ линий, оборудованных выключателями с электромагнитным приводом с реле РПВ-58 с проверкой синхронизации:

*а* – схема устройства АПВ; *б* – схема включения реле РКС; *НЛ* – реле наличия напряжения типа РН-55; *РКС* – реле контроля синхронизма типа РН-55 или реле специального исполнения. Остальные обозначения такие же, как на рис. 16.3 и 16.4

подстанциях, работающих на оперативном постоянном токе и оборудованных выключателями с дистанционным управлением. РПВ-258 в отличие от РПВ-58 обеспечивает двукратное действие АПВ; по своему построению и принципу оно аналогично РПВ-58.

В схеме двукратного АПВ для осуществления первого цикла используют проскальзывающий контакт реле времени *1В*, а второго – конечный контакт *1В*. Схема включения устройства типа РПВ-258 для линий с односторонним питанием приведена на рис. 16.6. Подача импульса для действия

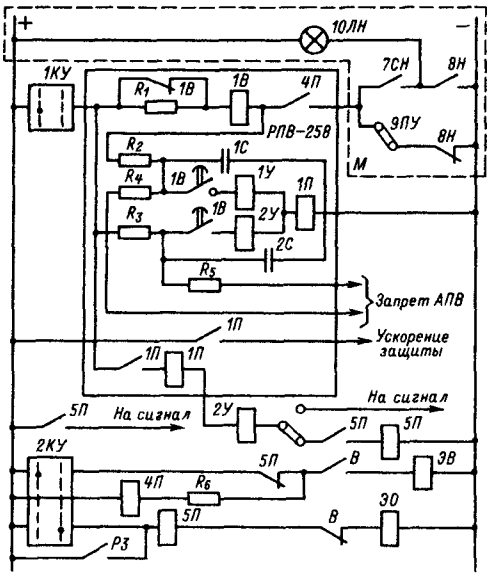



Рис. 16.6. Схема устройства двукратного АПВ линий, оборудованных выключателями с электромагнитными приводами с реле типа РПВ-258. Обозначения такие же, как на рис. 16.1

АПВ после отключения выключателя от защиты происходит так же, как и для схемы, показанной на рис. 16.1. После срабатывания реле *1В* замыкается его проскальзывающий контакт *1З* и конденсатор *1С* разряжается на параллельную обмотку реле *1П* и обмотку указательного реле *1У*, вызывая их кратковременное срабатывание. Затем схема работает аналогично схеме с реле РПВ-58. При неуспешном АПВ в первом цикле защита вновь срабатывает, и на реле времени *1В* подается напряжение. Проскальзывающий контакт *1В* замыкается, но реле *1П* не срабатывает, так как конденсатор *1С* не успевает зарядиться. При замыкании замыкающего контакта *1В*, имеющего выдержку времени при замыкании, конденсатор *2С* разряжается, срабатывает реле *1П* и *2У* и выключатель включается так же, как и в первом цикле.

Неуспешное действие устройств АПВ приводит к новому пуску реле РПВ-258, однако при замыкании замыкающих контактов *1В* реле *1П* не срабатывает, так как конденсаторы не успели зарядиться. Реле *4П* и РПВ-258 остаются во включенном состоянии до отключения схемы ключом управления. Контакт *4П* включен на минус для предупреждения заряда конденсатора *1С* и неправильного третьего включения выключателя при возврате реле времени в исходное состояние, происходящем после отключения схемы ключом управления.

Устройство РПВ-258 (рис. 16.6) обеспечивает двукратное действие АПВ и отличается от устройства РПВ-58 наличием двух конденсаторов *1С* и *2С* и двух указательных реле *1У* и *2У*. Для ограничения скорости заряда конденсаторов *1С* и *2С* предназначены соответственно резисторы $R_2$ и $R_3$. Разряд конденсаторов *1С* и *2С* при наличии запрета АПВ происходит соответственно через резисторы $R_4$ и $R_5$.

Схема устройства АПВ линий с применением реле типа РПВ-358 (рис. 16.7). Реле повторного включения типа РПВ-358, так же как РПВ-58 и РПВ-258, применяют для линий с одно- и двусторонним питанием; его можно применять на подстанциях, работающих на оперативном переменном и постоянном токе 24 и 48 В, оборудованных выключателями с дистанционным управлением. Реле РПВ-358 обеспечивает однократное действие АПВ. На рис. 16.7 приведена схема включения реле типа РПВ-358 для линий с односторонним питанием. Реле типа РПВ-358 отличается от РПВ-58 наличием диода *1Д* в цепи заряда конденсатора *С*, предотвращающего его разряд при понижениях напряжения на блоке питания при близких КЗ. Питание РПВ-358 и других элементов в данной схеме осуществляют от специального выпрямительного устройства типа *БП* с номинальным выходным напряжением 110 В, присоединяемого к цепям напряжения.

Питание электромагнита отключения выключателя производят от аккумуляторной батареи напряжением 24 и 48 В или от блока конденсаторов типа БК-400, заряжаемых и питаемых от блока типа БПЗ-401. В связи с принятым способом питания в схему введено промежуточное реле *11П*, необходимое для разделения цепей. Реле *5П* выполнено с замедлением на возврат (типа РП-254) для предупреждения отказа блокировки от многократного срабатывания выключателя при близких КЗ. При отключении выключателя ключом *КУ* разряд конденсатора *С* происходит по цепи минус $-$ *С* $-$ $R_3$ $-$ $-$ *КУ* $-$ минус, так как разряд конденсатора через диод *1Д* происходит медленно. Питание на электромагнит *ЭО* отключения выключателя в этом случае подают через контакт реле *11П*. Заряд конденсатора при включении *КУ* происходит по цепи плюс $-$ $-$ *КУ* $-$ *1Д* $-$ $R_2$ $-$ *С* $-$ минус.

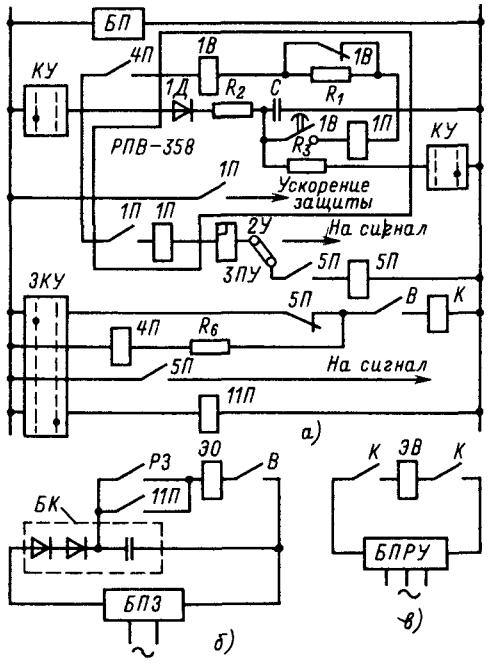



Рис. 16.7. Схема устройства АПВ линий с реле РПВ-358:

*а* – схема устройства АПВ; *б* – схема цепей отключения; *в* – схема цепей включения; *5П* – реле промежуточное типа РП-254; *11П* – реле промежуточное типа РП-23; *БП* – блок питания типа БПН-101/2 с выходным напряжением 110 В; БПРУ – выпрямительное устройство типа БПРУ-66; *БК* – блок конденсаторов типа БК-400; *БПЗ* – блок питания и заряда типа БПЗ-401. Остальные обозначения такие же, как на рис. 16.1

Устройство РПВ-358 (рис. 16.7) отличается от РПВ-58 лишь наличием диода *1Д* типа ДГ-Ц27, имеющего большое сопротивление в обратном направлении. Номинальные напряжения устройств типов РПВ-58 и РПВ-258 – 110 и 220 В постоянного тока, РПВ-358 – 110 В (выпрямленное, среднее). Номинальные токи последовательной обмотки реле *1П* 0,25; 0,5; 1 и 2,5 А. Выдержка времени реле *1В* регулируется в пределах 0,5 – 9 с для устройств типов РПВ-58 и РПВ-358 и 1 – 20 с для РПВ-258.

Время заряда конденсатора равно 15 – 25 с для устройств РПВ-58 и РПВ-358 и 60 – 100 с для РПВ-258. Устройства типов РПВ-58 и РПВ-358 надежно работают при напряжении $0{,}7U_{ном}$, РПВ-258 – при напряжении $0{,}8U_{ном}$. В остальном схема аналогична схеме рис. 16.1.

Автоматическое повторное включение линий, оборудованных выключателями с пружинными приводами. Конструкция выпускавшихся ранее грузовых и пружинных приводов (УГП-51, ПГ-10, ПГМ-10, ППМ, ППР-21) предусматривала наличие в них специального механического устройства, которое при помощи встроенных в привод реле производило АПВ выключателя без выдержки времени. АПВ с помощью этих приводов происходит после отключения выключателя релейной защитой, а также при дистанционном отключении, если заведен механизм пружины. Повторное включение происходит за счет энергии падающего груза (грузовые приводы) или энергии пружины (пружинные приводы). При ручном отключении АПВ не происходит (имеется механическая блокировка). Механические устройства АПВ используют для дистанционного включения, если завести механизм при отключенном выключателе. Это позволяет применять их в схемах АВР (см. § 16.3). Конструкция существующих механических устройств АПВ позволяет осуществлять однократные и двукратные АПВ. Механическое устройство АПВ не требует дополнительной релейной аппаратуры.

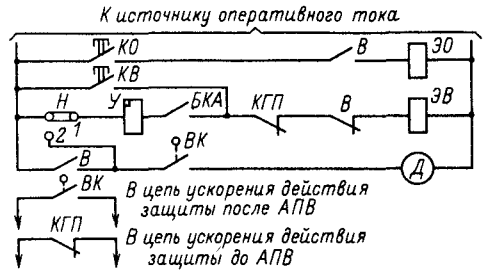



Рис. 16.8. Схема устройства АПВ мгновенного действия с запретом завода пружины после неуспешного АПВ

Как показал опыт эксплуатации, устройства механического АПВ без выдержки времени действуют не всегда надежно. Это объясняется тем, что включение выключателя происходит еще до того, как все механизмы придут в состояние покоя после отключения. В пружинных приводах, выпускаемых в настоящее время, обычно устройства механического АПВ отсутствуют; схемы таких АПВ рассмотрены в [80 и 81].

Схема устройства АПВ мгновенного действия с запретом завода пружины после неуспешного АПВ (ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект», рис. 16.8). Для такой схемы используют устройство АПВ мгновенного действия с аппаратурой, встроенной непосредственно

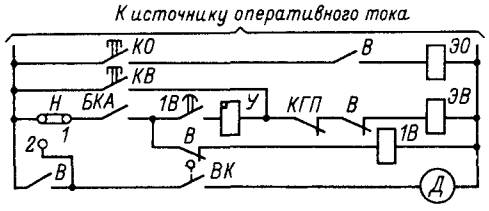



Рис. 16.9. Схема устройства АПВ мгновенного действия линий, оборудованных выключателями с пружинным приводом ПП-61

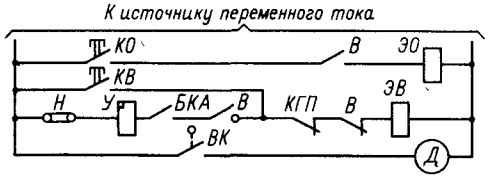



Рис. 16.10. Схема устройства АПВ с выдержкой времени линий, оборудованных выключателями с пружинными приводами с автоматической подготовкой привода к действию после успешного АПВ

в пружинный привод. Включение и отключение выключателя осуществляют с помощью электромагнитов *ЭВ* и *ЭО*. При любом включении выключателя вспомогательный контакт *БКА*, предусмотренный в механизме привода для фиксирования аварийного отключения выключателя, замыкается, подготовляя к включению электромагнит *ЭВ* при аварийном отключении выключателя. При отключении от кнопки *КО* или дистанционном отключении *БКА* размыкается, предотвращая действие устройства АПВ. Такое действие контакта *БКА* обеспечивается действием отключающего механизма привода.

При аварийном отключении выключателя электромагнит *ЭВ* получает питание благодаря замыканию размыкающего контакта *В*.

При аварийном отключении выключателя электромагнит *ЭВ* получает питание благодаря замыканию размыкающего контакта *В* через контакт готовности привода КГП, замкнутый при полном натяжении пружины, и вспомогательный контакт *БКА*, который остается замкнутым, так как отключение выключателя происходит под действием средств защиты. В случае неуспешного АПВ повторного включения выключателя не происходит, так как контакт *КГП* в цепи электромагнита *ЭВ* будет разомкнут до тех пор, пока снова не произойдет новое полное натяжение пружины. Для этого выключатель *В* должен быть включен после *АПВ* в течение времени, необходимого для полного натяжения пружины, иначе его замыкающий контакт *В* в цепи двигателя *Д* будет разомкнут и натяжения пружины не произойдет.

Для подготовки к включению выключателя после неуспешного АПВ накладку *Н* переводят в положение *2*, размыкая цепь АПВ. Двигатель *Д* начинает работать, натягивая пружину до нужного состояния, после чего он отключается конечным выключателем *ВК*, встроенным в привод, а накладка переводится в положение *1*. Схема готова к новому АПВ. При оперативном отключении выключателя АПВ не происходит, так как вспомогательный контакт *БКА* замыкается при любом включении выключателя, а размыкается при отключении выключателя вручную или дистанционно.

Схема устройства АПВ линий мгновенного действия, оборудованных выключателями с пружинным приводом ПП-61 (ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект», рис. 16.9), отличается от схемы рис. 16.8 наличием проскальзывающего вспомогательного контакта *В*, имеющегося в приводе ПП-61 и кратковременно замыкающегося при изменении положения выключателя. Наличие этого контакта позволяет подготовлять привод к новому действию на включение после АПВ независимо от успешного действия АПВ, что является более удобным и простым при эксплуатации.

Недостатками электрических схем мгновенного действия, как и механических схем мгновенного действия, является то, что операция включения может начаться еще до того, как все механизмы придут в состояние покоя после отключения, вследствие чего включение сопровождается возникновением ударных нагрузок, уменьшающих надежность работы привода. В настоящее время эти схемы применяют редко. Схема устройства АПВ линий с выдержкой времени, оборудованных выключателями с пружинным приводом с автоматической подготовкой привода к действию только после успешного АПВ (ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект», рис. 16.10), отличается от схемы рис. 16.8 только тем, что включение выключателя после аварийного отключения происходит не сразу, а с определенной выдержкой, определяемой временем замыкания контакта реле

времени *1В*. После отключения выключателя реле *1В* получает питание и, замыкая с выдержкой времени свой контакт, дает команду на пуск устройства АПВ. Дальше схема работает аналогично схеме рис. 16.8.

Схема устройства АПВ линий с выдержкой времени, оборудованных выключателями с пружинными приводами с автоматической подготовкой привода к действию независимо от успешности АПВ (ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект», рис. 16.11), аналогична схеме рис. 16.10 с той лишь разницей, что однократность действия АПВ обеспечивается применением специальных реле времени типа РВ-238 или РВ-248, имеющих проскальзывающий контакт. Однократность действия АПВ в этой схеме достигается ограничением длительности включаемого импульса. Для обеспечения надежного действия устройства АПВ выдержка времени реле времени *1В* должна быть такой, чтобы размыкание цепи электромагнита *ЭВ* производилось контактом выключателя *В*, а не проскальзывающим контактом реле *1В*.

Схема устройства АПВ линий с выдержкой времени, оборудованных выключателями с пружинным приводом (рис. 16.12). При отключении линий от защиты или дистанционном отключении контакт выключателя *В* в цепи электромагнита включения замыкается и реле *1П* получает питание. Реле *1П*, замыкая свой замыкающий контакт *1П* в цепи реле времени *1В*, производит пуск устройства АПВ. Включение осуществляется через замыкающий контакт реле времени *1В* и контакт натяжения пружины $КГП_1$.

После успешного АПВ реле *1П* и реле времени *1В* обесточиваются. Контакт *1П* в цепи завода пружины замыкается, двигатель натягивает пружину, и схема снова готова к действию. При повторном отключении выключателя нового пуска устройства АПВ не происходит, так как при вторичном срабатывании реле *1В* контакт $КГП_1$ еще разомкнут, а $КГП_2$ замкнут вследствие того, что время завода пружины больше, чем время действия защиты и АПВ. Включения выключателя не происходит, срабатывает промежуточное реле *2П*, которое самоудерживается через свой контакт *2П* и разрывает цепь включения выключателя размыкающим контактом *2П*. Таким образом предотвращается включение выключателя на устойчивое КЗ, даже если пружина будет натянута и контакты $КГП_1$ и $КГП_2$ вернутся в положение, соответствующее натянутой пружине. Для предотвращения многократного включения выключателя при недостаточно надежном контакте $КГП_2$ в схеме предусмотрен разрыв цепи двигателя от промежуточного реле *1П* (размыкающий контакт реле *1П*). Схема находит широкое применение при отсутствии комплектов АПВ.

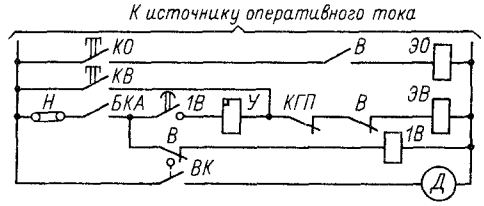



Рис. 16.11. Схема устройства АПВ с выдержкой времени линий, оборудованных выключателями с пружинными приводами с автоматической подготовкой привода к действию независимо от успешности АПВ

Схема АПВ линий, оборудованных выключателями с пружинным приводом, применяемая на комплектных подстанциях с использованием двухпозиционных реле типа РП-351 (рис. 16.13). При отключении выключателя его размыкающие контакты *В* возвращаются в

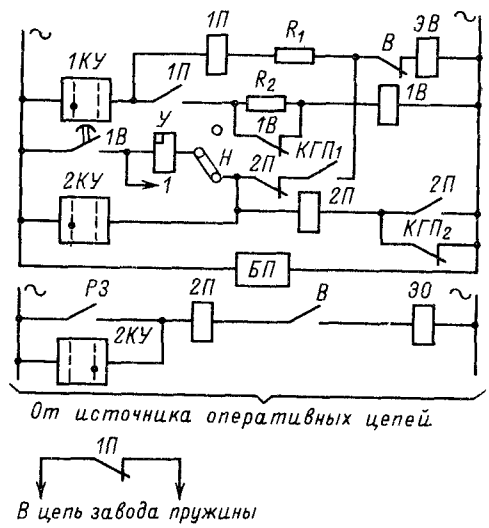



Рис. 16.12. Схема устройства АПВ с выдержкой времени линий, оборудованных выключателями с пружинным приводом

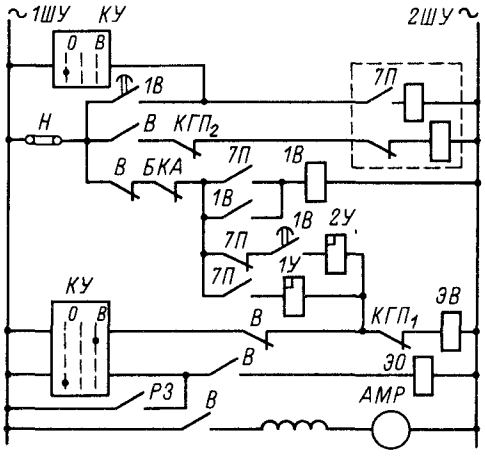



Рис. 16.13. Схема устройства АПВ линий, оборудованных выключателями с пружинным приводом, применяемая на комплектных подстанциях с использованием двухпозиционных реле типа РП-351

исходное положение (замыкаются), подготовляя к включению катушку *ЭВ* и реле времени *1В*. Реле *1В* по цепи *1ШУ – 3Н – – В – БКА – 7П – 1В – 2ШУ* получает питание. С заданной выдержкой времени замыкается контакт *1В*, по цепи *1ШУ – 3Н – 1У – – 1В – В – КГП – ЭВ – 2ШУ* получает питание *ЭВ*, и выключатель включается. Если АПВ успешно, то выключатель остается в работе, его размыкающий контакт возвращает *1В* в исходное положение, размыкающий контакт реле *1В* замыкается и двигатель завода пружины начинает работать, подготовляя схему к новому действию АПВ. При неуспешном АПВ защита снова срабатывает, выключатель *В* отключается и его контакты принимают положение, описанное выше. Реле *1В* срабатывает, однако включения выключателя не происходит, так как контакт готовности пружины *КГП* в цепи *ЭВ* разомкнут.

Реле *1В*, включившись, разрывает своим контактом цепь двигателя завода пружины *АМР*, и пружина не будет заведена до конца, так как время срабатывания защиты меньше времени завода пружины. Замыкающий контакт реле *1В* подает напряжение на реле *7П*, которое, включившись своим контактом, обесточивает реле *1В*. Потеряв питание, реле времени замыкает свой контакт в цепи двигателя *АМР*, пружина заводится, контакт *КГП* замыкается. Однако включения выключателя не происходит, так как цепь катушки *1В* разомкнута контактом реле *7П*, которое обеспечивает однократность действия АПВ.

После устранения повреждения выключатель может быть включен ключом управления *КУ* или *ТУ*. При этом контакт выключателя в цепи *7П* замкнется и реле *7П* вернется в исходное положение. Контакт *7П* в цепи *1В* замыкается, и устройство АПВ готово к новому действию. При включении выключателя ключом *КУ* или *ТУ* на неустранившееся КЗ цепь включения будет разорвана контактом *КГП* и включения не происходит. Если отключение происходит от ключа *КУ* или *ТУ*, то АПВ не работает, так как цепь реле *1В* будет разорвана контактом *БКА*.

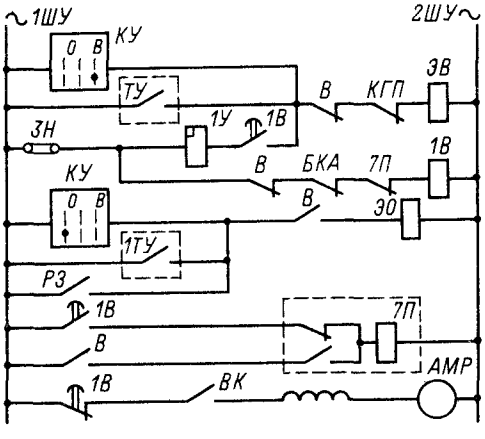



Рис. 16.14. Схема устройства двукратного АПВ линий, оборудованных выключателями с пружинным приводом с подачей импульса на включение в первом цикле без выдержки времени, а во втором цикле с выдержкой времени

Схема устройства двукратного АПВ линий, оборудованных выключателями с пружинным приводом, с подачей импульса на включение в первом цикле без выдержки времени, а во втором цикле с выдержкой времени (рис. 16.14). Схема обеспечивает двукратное АПВ линий, оборудованных выключателями с пружинными приводами. При ручном включении выключателя замыкаются контакты *В* и *БКА* и по цепи *1ШУ – Н – В – КГП2 – 7П – 7П – 2ШУ* реле *7П* срабатывает, замыкает свои контакты в цепи реле времени *1В* и в цепи катушки выключения выключателя *ЭВ*, подготавляя их к включению.

При отключении выключателя релейной защитой замыкается контакт выключателя *В* в цепи катушки *ЭВ* и по цепи *1ШУ – Н – В – БКА – 7П – 1У – КГП*$_1$ *– ЭВ – 2ШУ* происходит включение выключателя *В*. Если АПВ оказывается успешным, то выключатель остается включенным и в схеме управления после завода пружины никаких изменений больше не происходит, так как контакт *В*, разомкнувшийся после включения выключателя, размыкает цепь реле времени *1В*. При неуспешном первом цикле АПВ, который был осуществлен без выдержки времени, вновь срабатывает защита и отключает выключатель *В*, контакт *В* в цепи реле времени *1В* снова замыкается. Однако нового мгновенного включения выключателя не происходит, так как *КГП*$_1$ разомкнулся после отключения выключателя. Реле времени *1В*, сработав, с выдержкой времени замыкает свои контакты *1В* в цепи двухпозиционного реле *7П*, возвращая его в первоначальное положение, и в цепи реле *2У*, подготовляя к включению *ЭВ*. Реле *7П* размыкает контакт в цепи *1У* и замыкает в цепи *2У*.

По цепи *1ШУ – Н – В – БКА – 7П – 1В – 2У – КГП*$_1$ *– ЭВ – 2ШУ* происходит второе включение выключателя (время замыкания контактов реле времени *1В* должно быть выбрано больше времени натяжения пружины привода выключателя, которое осуществляется двигателем *Д* – примерно 20 с, чтобы контакты готовности привода *КГП* после замыкания контакта *1В* были замкнуты). Если второй цикл АПВ оказывается успешным, то выключатель остается в работе и схема будет готова к новому действию АПВ после замыкания контактов *КГП*$_1$ и *КГП*$_2$. При неуспешном втором цикле АПВ нового включения выключателя не происходит, так как контакты реле *7П* в цепи *1В* и *1У* разомкнуты, реле *1В* обесточено. При отключении выключателя ключом *КУ* по цепи *1ШУ – КУ – 7П – 7П – 2ШУ* подается питание на верхнюю обмотку *7П* и оно размыкает свои контакты в цепи *1В* и *1У*. Действия АПВ не происходит.

Недостатком этой схемы является то, что при включении выключателя в первом цикле АПВ без выдержки времени включение чаще всего оказывается неуспешным, так как причина отключения обычно не успевает устраниться за столь короткое время, а привод не успевает вернуться в исходное состояние. Поэтому наибольшее распространение в настоящее время получили схемы двукратного АПВ с выдержкой времени в двух циклах АПВ.

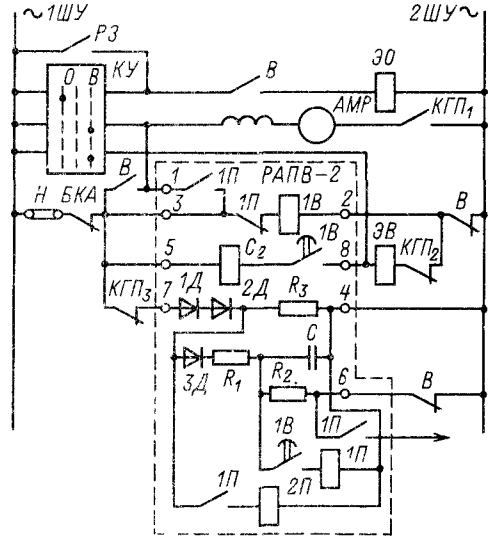



Рис. 16.15. Схема двукратного АПВ линий, оборудованных выключателями с пружинным приводом с подачей импульса на включение с выдержкой времени в двух циклах АПВ с использованием комплекта РАПВ-2 (схема Мосэнерго)

Схема двукратного АПВ линий, оборудованных выключателями с пружинным приводом, с подачей импульса на включение с выдержкой времени в двух циклах АПВ с использованием комплекта РАПВ-2 (Мосэнерго, рис. 16.15). В схеме вместо обычных указательных реле используется счетчик числа включений выключателей, чтобы избавиться от необходимости возвращения флажков указательных реле после срабатывания АПВ, что особенно важно на необслуживаемых подстанциях.

В качестве устройства АПВ используют комплектное устройство типа РАПВ-2, работающее на оперативном переменном токе с выпрямлением переменного тока в постоянный с помощью диодов *1Д*, *2Д*, *3Д*. В нормальном режиме работы замкнуты накладка *Н* (установлена для возможности отключения устройства АПВ) и контакт *БКА*, пружина заведена и контакты готовности привода *КГП*$_2$ и *КГП*$_3$ замкнуты, схема подготовлена к пуску устройства АПВ. Контакт *КГП*$_1$ замыкается только на время завода пружины.

При отключении выключателя под действием релейной защиты замыкается кон-

такт *В* и по цепи *1ШУ – Н – БКА – 3 – 1П – 1В – 2 – В – 2ШУ* получает питание реле времени *1В*. Реле *1В* замыкает с выдержкой времени свой контакт в цепи электромагнита *ЭВ*, и выключатель *В* включается. Контакт $КГП_1$ замыкается и по цепи *1ШУ – Н – БКА – В – АМР –* $КГП_1$ *– 2ШУ* включает двигатель завода пружины *АМР*. Если первый цикл АПВ оказывается успешным, то схема после завода пружины возвращается в исходное положение.

При неуспешном первом цикле АПВ выключатель вновь отключается релейной защитой и реле *1В* вновь получает питание. Однако включения выключателя не происходит, так как время завода пружины больше времени действия релейной защиты, пружина не успевает завестись и контакт $КГП_2$ остается разомкнутым. Так как цепь реле времени *1В* остается замкнутой, то замыкается его контакт в цепи реле *1П* и конденсатор *С* разряжается на обмотку промежуточного реле *1П* (до замыкания контакта *В* конденсатор *С* был заряжен по цепи *1ШУ – Н – БКА –* $КГП_3$ *– 1Д – 2Д – 3Д –* $R_1$ *– С – 4 – 2ШУ*). Реле *1П* срабатывает и удерживается во включенном состоянии механически, его контакты в цепи *1В* размыкаются, обесточивая *1В*, а контакты реле *1П* в цепи завода двигателя пружины *АМР* и в цепи реле *2П* замыкаются, подготовляя его к включению.

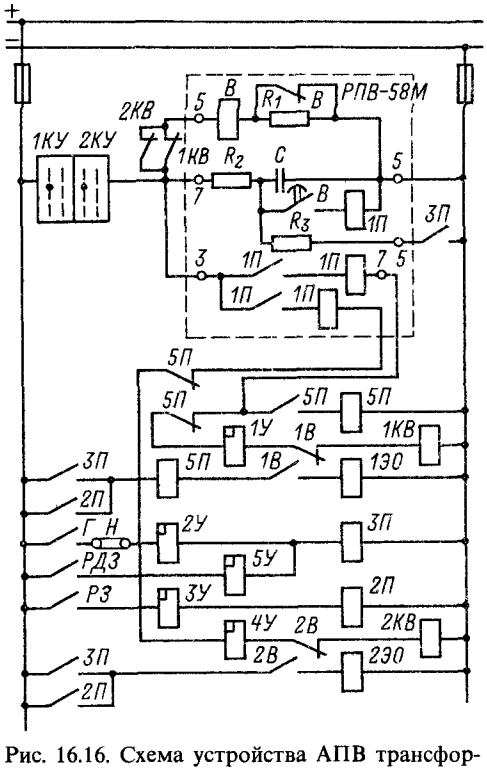



Рис. 16.16. Схема устройства АПВ трансформатора на оперативном постоянном токе с применением модернизированного реле типа РПВ-58М

Двигатель *АМР* по цепи *1ШУ – Н – БКА – 3 – 1П – 1 – АМР –* $КГП_1$ *– 2ШУ* получает питание, заканчивает завод пружины и замыкает контакты $КГП_2$ и $КГП_3$, однако включения выключателя не происходит, так как контакт реле времени *1В* в цепи *ЭВ* разомкнут.

После замыкания $КГП_3$ по цепи *1ШУ – Н – БКА –* $КГП_3$ *– 1Д – 2Д – 1П – 2П – 4 – 2ШУ* срабатывает реле *2П* и с помощью механической блокировки возвращает реле *1П* в исходное положение (реле *1П* и *2П* механически сблокированы, представляя собой двухпозиционное кодовое реле). Реле *1П* замыкает свой контакт в цепи реле времени *1В*, которое, срабатывая, замыкает с выдержкой времени свой контакт в цепи *ЭВ*, и выключатель включается. Если второй цикл АПВ оказывается успешным, то двигатель *АМР* заводит пружину при замыкании контакта *В*, конденсатор *С* заряжается и схема снова готова к работе.

Если *АПВ* окажется неуспешным и во втором цикле, то нового включения выключателя не происходит, так как конденсатор *С* не успевает зарядиться, реле *1П* не срабатывает при замыкании контакта *1В* и цепь завода пружины разомкнута контактами *В* и *1П*. Для последующего восстановления работы схемы необходимо отключить и снова включить накладку *Н* для возвращения *1В* в исходное положение, завести пружину с помощью ключа *КУ* и включить выключатель вручную с помощью ключа *КУ*. Схема рис. 16.15 лишена недостатков схемы рис. 16.14 и успешно применяется в комплектных распределительных устройствах 6 – 10 кВ. Успешность АПВ в двух циклах составляет 60 – 70%.

**Автоматическое повторное включение трансформаторов**

Автоматическое повторное включение трансформаторов предусматривают для автоматического восстановления их нормальной работы после аварийных отключений, не связанных с внутренними повреждениями трансформатора. АПВ трансформаторов является обязательным на однотрансформаторных подстанциях с односторонним питанием. На двухтрансформаторных подстанциях с односторонним питанием АПВ трансформаторов целесообразно устанавливать

в том случае, если отключение одного трансформатора вызывает перегрузку другого и в связи с этим часть потребителей должна отключиться.

Схема устройства АПВ трансформатора на оперативном постоянном токе с применением модернизированного комплекта типа РПВ-58М (рис. 16.16). Для обеспечения необходимой длительности импульса на включение любого отключающегося выключателя в комплекте РПВ-58 промежуточное реле *1П* имеет две последовательные обмотки (вместо одной по типовой схеме комплекта РПВ-58), включаемые через свои замыкающие контакты на две независимые цепи включения выключателей *1В* и *2В* (на стороне высокого и низкого напряжения трансформаторов). Схема работает аналогично схеме рис. 16.1 с той разницей, что срабатывание устройства АПВ происходит при отключении выключателей *1В* и *2В* от любой защиты, кроме дифференциальной или газовой, в связи с чем выходные контакты релейных защит разделены (*РЗ* – выходные контакты любой защиты, кроме дифференциальной или газовой; Г и РДЗ – выходные контакты газовой и дифференциальной защит).

Для предотвращения действия устройства АПВ при внутренних повреждениях трансформатора в схеме предусмотрен запрет АПВ при срабатывании дифференциальной и газовой защит (конденсатор *С* разряжается при срабатывании *3П* на резистор $R_3$). Недостатком такого метода запрета АПВ является то, что в случае неустойчивого КЗ на выводах в зоне дифференциальной защиты или ложного срабатывания газовой защиты АПВ трансформатора не произойдет. Для устранения этого недостатка осуществляют пуск устройства АПВ трансформатора во всех случаях срабатывания релейной защиты, а запрет АПВ только при замыкании сигнального контакта газового реле трансформатора, который замыкается при любых внутренних повреждениях трансформатора.

Так как в схеме питания трансформатора установлены два выключателя, то и в схеме АПВ имеются две катушки включения (*1КВ* и *2КВ*) и два электромагнита отключения (*1ЭО* и *2ЭО*). Для предотвращения подачи многократных импульсов на включение выключателя *1В* («прыгание»), что может иметь место при заклинивании контактов *1П* в цепи включения выключателя *1В* при устойчивом КЗ на стороне высокого напряжения, предусматривают реле *5П* с двумя

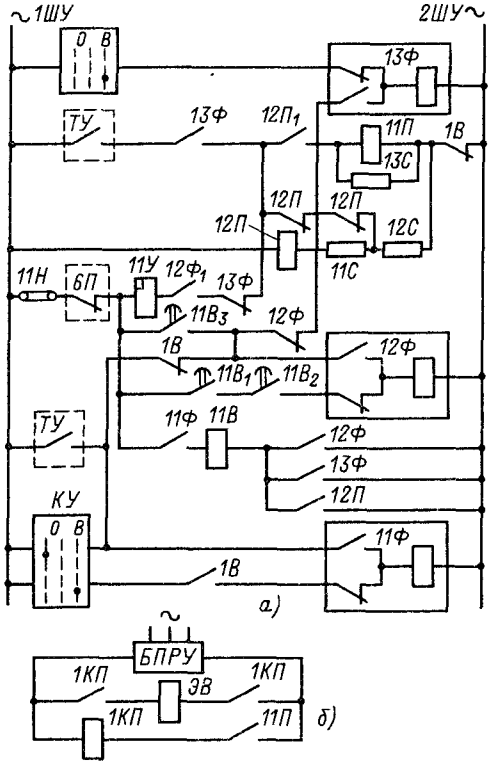



Рис. 16.17. Схема устройства АПВ трансформатора на оперативном переменном токе с установкой на стороне низкого напряжения выключателя с электромагнитным приводом и отделителя с короткозамыкателем на стороне высокого напряжения для подстанций с телеуправлением

обмотками. Данную схему рекомендуют к широкому применению там, где необходимо АПВ трансформаторов, например на однотрансформаторных подстанциях, и где имеется оперативный постоянный ток. Схема относительно проста и имеет высокую надежность.

Схема устройства АПВ трансформатора на оперативном переменном токе с установкой на стороне низкого напряжения выключателя с электромагнитным приводом и отделителя с короткозамыкателем на стороне высокого напряжения для подстанций с телеуправлением (рис. 16.17). Схему применяют для комплектных подстанций с телеуправлением. Обозначения на схеме соответствуют

обозначениям применяемых для типовых схем КРУ. При включении выключателя ключом управления *КУ* или при телеуправлении *ТУ* получает питание двухпозиционное реле *13Ф* и его контакты изменяют свое положение. При этом по цепи *1ШУ – КУ* или *ТУ – 13Ф – 12П – 11П – 1В – 2ШУ* получает питание реле *11П* (контакт *12П* замкнут, так как катушка *12П* находится под напряжением при отключенном положении выключателя). Реле *11П* замыкает свои контакты в цепи контактора *1КП*, который, замыкая свои контакты, подает питание на электромагнит включения *ЭВ* и выключатель включается.

При включении выключателя его контакты меняют свое положение, реле *12П* теряет питание, а двухпозиционное реле *11Ф* оказывается под напряжением и, срабатывая, изменяет положение своих контактов. По цепи *1ШУ – 1Н – 6П – 11Ф – 11В – 13Ф – 2ШУ* получает питание реле времени *11В* и, замыкая свои контакты $11В_1$ и $11В_2$ в цепи *12Ф*, подает напряжение на его катушку, реле *12Ф* срабатывает и изменяет положение своих контактов. После замыкания контакта $11В_3$ реле *12Ф* возвращается в исходное положение, а его контакт $12Ф_2$, замыкаясь, подает напряжение на нижнюю обмотку реле *13Ф* и возвращает его в исходное положение (его контакты принимают положение, показанное на схеме). Реле *11В* также возвращается в исходное положение. В таком положении схема остается до отключения. При любом отключении выключателя (цепи отключения от релейной защиты на схеме не показаны) контакт *1В* замыкается и срабатывает реле *12П*.

Если отключение произошло от действия релейной защиты, то по цепи *1ШУ – 11Н – 6П – 11Ф – 11В – 12П – 2ШУ* получает питание реле времени *11В*, замыкает свои контакты и по цепи *1ШУ – 11Н – 6П – 11В*$_1$ *– 11В*$_2$ *– 12Ф – 2ШУ* включает реле *12Ф*. Реле *12Ф*, изменив положение контактов, по цепи *1ШУ – 11Н – 6П – 11У – 12Ф*$_1$ *– 13Ф – 12П*$_1$ *– 11П – 1В – 2ШУ* включает реле *11П*, которое, замыкая свои контакты, обеспечивает включение выключателя.

Если АПВ успешно, то реле *11В*, срабатывая, замыкает контакт $11В_3$ и возвращает *12Ф* в исходное положение. При неуспешном *АПВ* вновь срабатывает релейная защита и отключает выключатель. Размыкающие контакты выключателя *1В* замыкаются. По цепи *1ШУ – 11Н – 6П – 11В*$_3$ *– 1В – 11Ф – 2ШУ* получает питание реле *11Ф*, и его контакты возвращаются в исходное положение. Контакт *11Ф* в цепи *11В* размыкается, реле *11В* теряет питание, и нового АПВ не происходит.

Возврат схемы в исходное положение осуществляется ключом *КУ*. При отключении выключателя от *ТУ* или *КУ* реле *11Ф* теряет питание, его контакт *11Ф* в цепи *11В* размыкается, реле *11В* обесточивается и предотвращает действие АПВ. Реле *6П* повторяет положение короткозамыкателя (на схеме показан только его контакт). Для предотвращения действия устройства АПВ при срабатывании дифференциальной или газовой защиты реле *6П* включается, размыкает свой контакт в цепи устройства АПВ и запрещает его действие.

Схема устройства АПВ линий и трансформаторов, работающая при наличии напряжения на шинах подстанции при питании устройства АПВ и привода выключателя от переменного тока через выпрямительную установку (рис. 16.18). Учитывая, что в большинстве случаев устройства АПВ должны действовать при наличии напряжения на шинах, питание устройства АПВ и привода выключателя осуществляют от источника переменного тока через выпрямительную установку, мощность которой должна быть достаточной для работы оперативных цепей. Срабатывание реле времени *1В* и промежуточного реле *1П* должно быть обеспечено при минимально возможном напряжении на шинах подстанции после отключения КЗ. Для предотвращения разряда конденсатора через обратный резистор выпрямителей при значительных понижениях напряжения, вызванных КЗ, необходимо устанавливать дополнительное реле минимального напряжения *Н*, разрывающее своими контактами цепь питания схемы АПВ. При определении напряжения на конденсаторе $U_C$ следует учесть, что расчетной величиной является не среднее значение выпрямленного напряжения, а его амплитуда.

Выпрямление переменного тока производят по схеме Ларионова. Выпрямленное напряжение на выходе моста составляет около 135 В при напряжении на *ТН* 100 В. Амплитудное значение напряжения, определяющее заряд конденсатора, примерно на 15 % выше среднего. Данная схема АПВ надежно работает при понижении напряжения на 70 – 75 %. Уставку реле минимального напряжения *Н* выбирают в пределах *85 – 100* В, что соответствует напряжению на *ТН* 65 – 75 В. Блокировки от «прыгания» для пружинных приводов без автоматического двигательного редуктора *АМР* для завода

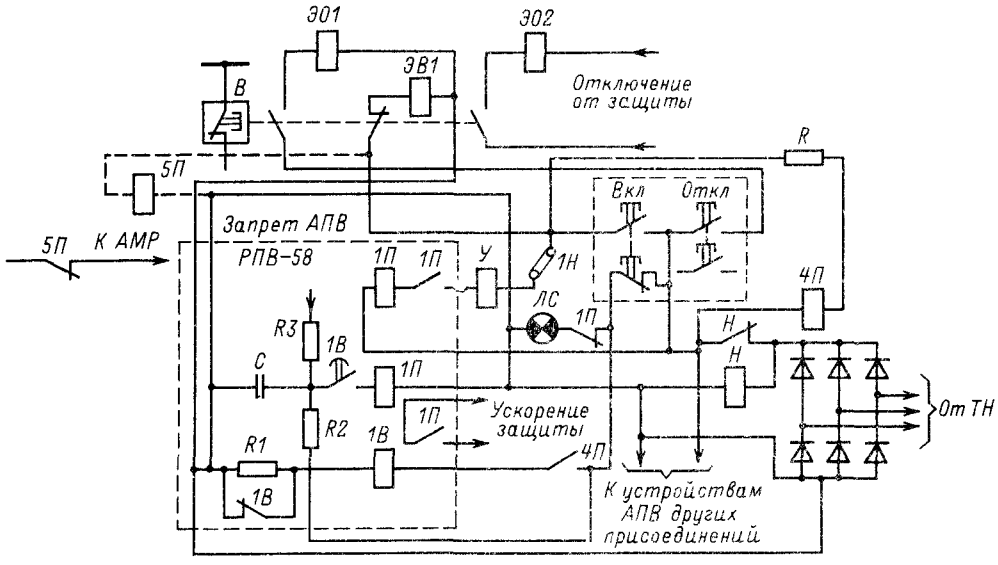



Рис. 16.18. Схема устройства АПВ линий и трансформаторов, работающая при наличии напряжения на шинах подстанции при питании устройства АПВ и привода выключателя от переменного тока через выпрямительную установку

пружины не требуется. При наличии *АМР* блокировку выполняют с помощью промежуточного реле *5П* (цепь показана пунктиром), срабатывающего при подаче импульса на электромагнит включения и разрывающего цепь *АМР*.

Для привода типа ПС блокировку от «прыгания» выполняют по схеме, принятой для постоянного оперативного тока. Работа данной схемы аналогична работе схемы на оперативном постоянном токе, выполненной с помощью РПВ-58 (см. рис. 16.1).

**Автоматическое повторное включение шин**

Автоматическое повторное включение шин заключается в том, что после отключения шин подстанции средствами защиты необходимо произвести повторную подачу напряжения на шины и обеспечить при неустойчивых повреждениях на шинах восстановление нормального питания всех потребителей, подключенных к этим шинам. Обычно эта задача решается путем АПВ выключателя одной из питающих линий. На подстанциях, где возможны частые неустойчивые повреждения шин (подстанции химических, металлургических предприятий), или на нетелемеханизированных подстанциях без постоянного обслуживающего персонала необходимо в случае успешного АПВ выключателя одной питающей линии и восстановления напряжения на шинах подстанции обеспечить поочередное АПВ всех питающих линий, отключенных средствами защиты.

Схема устройства АПВ шин с применением реле РПВ-58 и индивидуальной блокировкой при повторном срабатывании защиты шин (рис. 16.19). Схему применяют при наличии специальной дифференциальной защиты шин. Если на подстанции имеется несколько питающих линий, то устройство АПВ устанавливают на всех линиях. В случае успешного АПВ первой линии поочередно включаются все другие линии. Если АПВ первой линии оказывается неуспешным, т. е. на шинах имеется устойчивое КЗ, то при новом срабатывании дифференциальной защиты шин (ДЗШ) блокируется действие АПВ остальных линий и включение их выключателей не происходит. На рис. 16.19 представлена схема АПВ питающей шины линий. Схема выполнена аналогично схеме рис. 16.1 с той разницей, что в схеме предусмотрено дополнительное промежуточное реле *2П*, имеющее замедление на возврат примерно 0,5 с. Такие реле устанавливают в схемах АПВ каждой питающей линии. При нормальной работе схемы реле *2П* находится под напряжением, так как реле *4П* обесточено и его контакт в цепи *2П* замкнут. Контакт *2П* в цепи реле

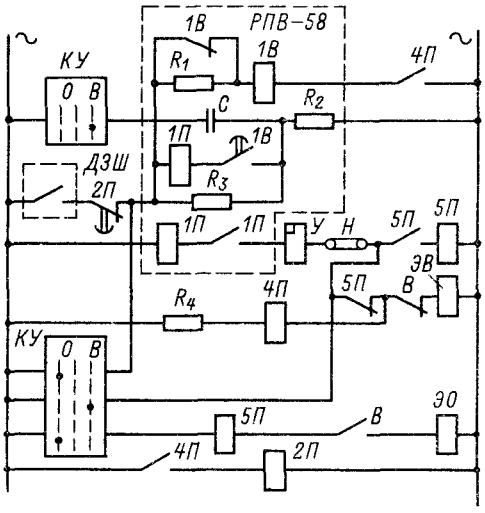



Рис. 16.19. Схема устройства АПВ шин с применением реле РПВ-58 и индивидуальной блокировкой при повторном срабатывании защиты шин

РПВ-58 разомкнут. При отключении выключателя от действия релейной защиты реле *2П* теряет питание, однако его контакт в цепи устройства АПВ остается разомкнутым в течение примерно 0,5 с, поэтому при замыкании контактов *ДЗШ* в цепи АПВ конденсатор успевает разрядиться на реле *1П* и происходит включение выключателя первой линии, имеющей наименьшую выдержку времени устройства АПВ, так же как в схеме рис. 16.1. Если АПВ оказывается успешным, то последовательно с определенной выдержкой времени осуществляется подключение остальных линий. При неуспешном АПВ первой линии, т. е. при включении на устойчивое КЗ шин, выключатель первой линии, включившись вновь, отключается под действием *ДЗШ*. При этом в схемах АПВ каждой линии контакт *2П* будет замкнут и при замыкании *ДЗШ* происходит разряд конденсатора на сопротивление $R_3$. АПВ других линий не происходит. Однократность действия АПВ может быть осуществлена не только блокировкой устройства АПВ контактом реле *2П*, но и другими способами (например, с помощью реле, контролирующих наличие напряжения на шинах подстанции). При этом АПВ первой линии действует при отсутствии напряжения на шинах, а АПВ следующих линий только при наличии напряжения на шинах, чем обеспечивается невозможность АПВ других линий при неуспешном АПВ первой линии. Недостатком схемы рис. 16.19 является то, что при большом числе присоединений время цикла АПВ получается довольно значительным.

Схема устройства АПВ шин на оперативном постоянном токе, обеспечивающая последовательное включение выключателей всех питающих линий (устройство Мосэнерго, рис. 16.20), осуществляет АПВ всех питающих подстанцию линий, если АПВ выключателя одной питающей линии оказалось успешным и на шинах подстанции восстановилось напряжение. Так как на подстанциях с большим числом питающих линий время цикла АПВ получается довольно значительным не только при КЗ на шинах, но и при КЗ на линиях (из-за невозможности одновременного включения выключателей всех присоединений выдержки времени устройства АПВ выключателей выбираются различными), в данной схеме предусматривают специальное устройство АПВ шин, которое обеспечивает включение выключателей питающих линий в определенной последовательности и позволяет избежать увеличения времени цикла АПВ при повреждениях на линиях.

Устройство АПВ шин состоит из реле времени *В* типа ЭВ-132, промежуточного двухобмоточного реле *П* типа РП-255 и двухобмоточных промежуточных реле *1П, 2П, 3П* типа РП-255, количество которых определяется количеством линий, включаемых при АПВ шин. При срабатывании релейной защиты шин (контакт *РЗШ*) срабатывает реле *В* и своим проскальзывающим контактом подает напряжение на реле *П*. Уставка реле *В* должна быть больше времени возврата защиты шин после отключения. При срабатывании реле *П* замыкает свои замыкающие контакты в цепи параллельной и последовательной обмоток реле *1П*. Однако реле *1П* не срабатывает, так как обмотки этого реле включены встречно и магнитные потоки обмоток взаимно компенсируются. После успешного включения выключателя *1В* параллельная обмотка реле *1П* обесточивается (она будет разомкнута размыкающим контактом выключателя *1В*, на схеме не показано). Последовательная обмотка реле *1П* получает питание, реле *1П* срабатывает и замыкает свои контакты в цепи обмоток реле *2П*, производя включение выключателя *2В*. Дальше схема работает аналогично, производя последовательное включение выключателей всех присоединений отключенных защитой шин. После включения всех выключателей устройство АПВ шин возвращается в исходное поло-

жение, так как реле *В* будет зашунтировано своим замыкающим с выдержкой времени контактом. Ключ *КУ* обеспечивает включение только тех выключателей, которые в момент отключения шин были включены. При неуспешном АПВ первого выключателя *1В*, т. е. при устойчивом КЗ на шинах, включение выключателей остальных присоединений не происходит, так как при повторном действии защиты производится шунтирование реле времени *В* последовательной обмоткой реле *П*. Действие устройства АПВ шин прекращается (размыкается мгновенный контакт реле *В*). Шунтирование реле *В* будет продолжаться до момента возврата релейной защиты шин.

Схема устройства АПВ шин на оперативном переменном токе для выключателей, оборудованных пружинными приводами, при отсутствии напряжения после обесточивания шин в сети оперативного тока (рис. 16.21). Оперативное отключение выключателя осуществляется с помощью электромагнита отключения *1ЭО*, питаемого от трансформатора собственных нужд или трансформаторов напряжения. Оперативное и автоматическое включение выключателя, а также отключение выключателя при действии релейной защиты осуществляется за счет энергии конденсатора $C_1$, для заряда которого предусмотрено зарядное устройство типа УЗ-401.

Конденсатор $C_1$ кроме функции источника питания катушки включения выполняет функцию конденсатора, применяемого в реле РПВ-58 (обеспечение однократности действия АПВ при включении на КЗ). С этой целью цепь заряда конденсатора выполняют с постоянной времени, равной 15 – 20 с. Для обеспечения действия устройства АПВ при отсутствии напряжения на шинах пусковое промежуточное реле *П* (типов РП-25, РП-26) и специальное реле времени *В* (типов ЭВ-235, ЭВ-225) в нормальном режиме должны находиться под напряжением, а при пуске устройства – обесточиваться. По этой же причине пусковое промежуточное реле *П* включают последовательно не с катушкой включения, а с катушкой отключения *1ЭО* и соответствующим вспомогательным контактом выключателя. Специальное реле времени *В* и пусковое промежуточное реле *П* могут подключаться непосредственно к цепям трансформатора напряжения *ТН* или трансформатора собственных нужд *ТСН*, как показано на схеме или через выпрямители.

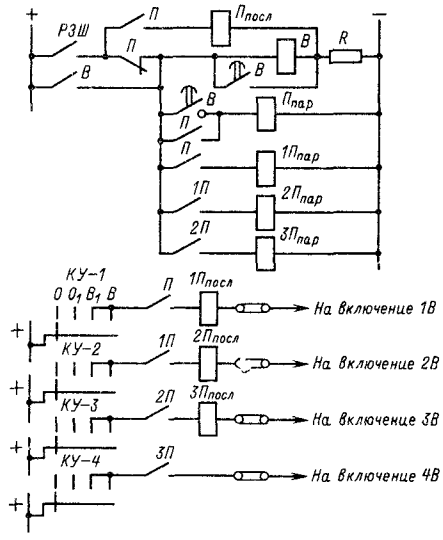



Рис. 16.20. Схема устройства АПВ шин на оперативном постоянном токе, обеспечивающая последовательное включение выключателей всех питающих линий с помощью специального устройства (устройство Мосэнерго):

*В* – реле типа ЭВ-132; *П*, *1П*, *2П*, *3П* – реле типа РП-255; *РЗШ* – контакт выходного реле защиты шин

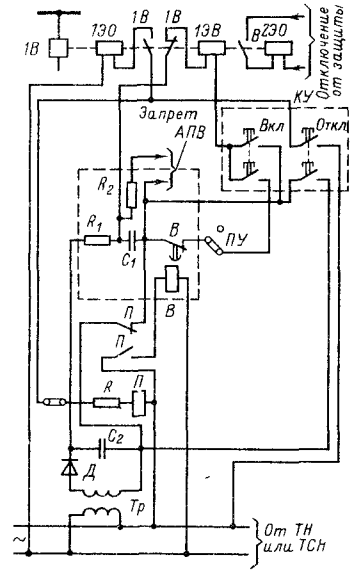



Рис. 16.21. Схема устройства АПВ шин на оперативном переменном токе для выключателей, оборудованных пружинными приводами, при отсутствии напряжения после обесточивания шин в сети оперативного тока

При срабатывании защиты реле *П* обесточивается и своим замыкающим контактом разрывает цепь питания реле *В*. Реле *В* обесточивается и через определенный промежуток времени своим размыкающим контактом замыкает цепь разряда конденсатора $C_1$ через контакт *КУ* на электромагнит включения *1ЭВ*, что вызывает включение выключателя. При устойчивом повреждении выключатель вновь отключается от защиты, однако повторного включения не произойдет, так как время заряда конденсатора составляет 15–20 с и он не успевает зарядиться.

Дистанционное включение выключателя от *КУ* может производиться путем разряда конденсатора на *1ЭВ*, что обеспечивает однократность включения при наличии устойчивого КЗ на шинах. Наложение запрета на действие устройства АПВ при работе соответствующих видов релейной защиты выполняют путем разряда конденсатора $C_1$ на разрядное сопротивление $R_2 = 300 \div 500$ Ом. Параметры зарядного устройства выбирают исходя из соображений, которые были описаны выше. Для сглаживания напряжения заряда на выходе зарядного устройства включают сглаживающую емкость $C_2 = 2$ мкФ.

Сопротивление $R_1$ в цепи заряда конденсатора $C_1 = 30 \div 40$ мкФ составляет около 400 – 500 кОм. Когда после обесточивания шин напряжение сети оперативного тока сохраняется (например, при питании ее от трансформаторов, подключенных до выключателя цепи ввода питания на шины), для осуществления АПВ шин могут быть использованы схемы АПВ, приведенные на рис. 16.10, 16.11. При этом АПВ выключателя одной питающей линии осуществляют без проверки наличия напряжения на шинах.

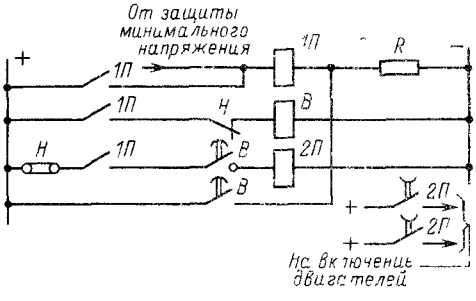



Рис. 16.22. Схема устройства группового АПВ двигателей высокого напряжения на оперативном постоянном токе:

*1П* – реле типа РП-23; *2П* – реле типа РП-252; *Н* – реле минимального напряжения

АПВ последующих присоединений для исключения возможности многократного АПВ производят с проверкой наличия напряжения на шинах.

**Автоматическое повторное включение электродвигателей**

Автоматическое повторное включение электродвигателей применяют для осуществления повторного пуска электродвигателей, отключаемых для обеспечения самозапуска электродвигателей ответственных механизмов. Это необходимо в тех случаях, когда при особо тяжелых условиях самозапуска наряду с отключением двигателей неответственных механизмов отключают и ряд двигателей ответственных механизмов.

Повторный пуск ответственных механизмов осуществляют после восстановления напряжения с помощью устройств АПВ. АПВ двигателей осуществляют с использованием реле РПВ-58. В качестве пускового органа АПВ используют реле напряжения, контролирующее напряжения на шинах. АПВ электродвигателей осуществляется после того, как закончится самозапуск двигателей ответственных механизмов, не отключаемых от шин. Для обеспечения этого условия пуск устройства АПВ осуществляется при замыкании контакта реле напряжения (при напряжении на шинах, близком к номинальному), включенного в цепь реле времени РПВ-58.

Когда к шинам подстанции наряду с асинхронными электродвигателями подключены синхронные, пуск устройства АПВ осуществляется не от реле напряжения, а от реле частоты. В некоторых случаях пуск устройства АПВ двигателей осуществляют без проверки напряжения на шинах подстанции, по истечении определенного времени после отключения двигателей. Выдержка времени определяется временем самозапуска неотключившихся двигателей. Устройство АПВ в этом случае срабатывает только при наличии несоответствия положения ключа управления положению выключателя электродвигателя.

Схема устройства группового АПВ двигателей высокого напряжения на оперативном постоянном токе (рис. 16.22). Пуск устройства АПВ осуществляется от защиты минимального напряжения, которая отключает часть двигателей неответственных механизмов для обеспечения самозапуска оставшихся двигателей. При срабатывании защиты минимального напряжения срабатывает и самоудерживается реле *1П*. После восстановления напряжения до $(0{,}8 \div 0{,}9)\,U_{ном}$ срабатывает реле напряжения

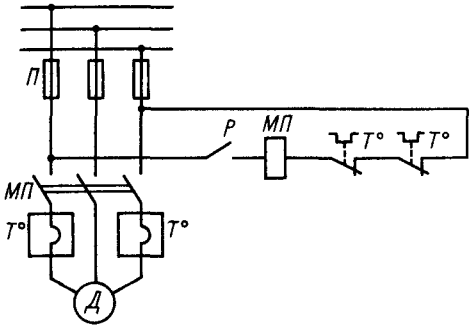



Рис. 16.23. Схема устройства АПВ двигателей низкого напряжения с включением магнитного пускателя после восстановления напряжения

*Н* и замыкает цепь реле времени *В*. Реле времени срабатывает и замыкает свой проскальзывающий контакт в цепи промежуточного реле *2П*, которое дает импульс на включение двигателей, отключающихся под действием защиты минимального напряжения. Реле *2П* имеет замедление на возврат 0,1 – 0,2 с, что необходимо для обеспечения надежного включения выключателей двигателей. Возврат схемы в исходное положение осуществляется после замыкания замыкающего с выдержкой времени контакта реле *В*.

Схема устройства АПВ двигателей низкого напряжения с включением магнитного пускателя после восстановления напряжения (рис. 16.23). При исчезновении или снижении напряжения на шинах обмотка магнитного пускателя *МП* обесточивается, его контакты размыкаются, двигатель отключается. После восстановления напряжения *МП* получает питание, замыкает свои контакты, двигатель включается. Достоинством схемы являются ее простота и надежность. В некоторых случаях применение этой схемы ограничивают по условиям техники безопасности.

Схема устройства АПВ двигателей низкого напряжения с включением магнитного пускателя после восстановления питания при кратковременном исчезновении напряжения (рис. 16.24). При включении двигателя реле *В* получает питание и замыкает свой контакт в цепи катушки *МП*. Размыкание контакта *В* при исчезновении напряжения происходит не сразу, а с выдержкой времени до 2 с. Если за это время напряжение восстановится, то двигатель остается в работе. При длительном исчезновении напряжения контакт *В* размыкается, *МП* обесточивается, двигатель отключается. Новое включение двигателя осуществляют кнопкой включения *КВ*.

Схема устройства АПВ двигателей напряжением до 1 кВ (ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект», рис. 16.25) На рис. 16.25,*а* представлена схема АПВ электродвигателя с питанием оперативных цепей от независимого источника переменного тока. Управление двигателем производится двухпозиционным реле *П* типа РП-351 (см. рис. 16.3), которое своими контактами производит замыкание или размыкание цепи контактора, включающего или отключающего электродвигатель. Время, в течение которого двигатель может повторно включаться, определяется уставкой реле *В* (типа ЭВ-235). При исчезновении напряжения на шинах подстанции реле *В*, замыкая с выдержкой времени свой размыкающий контакт, переводит реле *П* в положение, при котором цепь обмотки контактора размыкается, и тем самым при последующем восстановлении напряжения возможность повторного пуска электродвигателя исключается.

На рис. 16.25,*б* представлена схема повторного пуска двигателя с питанием оперативных цепей от источника постоянного тока. При включении двигателя ключом *КУ* срабатывает реле *1П* (типа РЭВ-883) и своим контактом включает обмотку конгактора. Контактор *К* включает двигатель и, самоудерживаясь, обеспечивает нахождение под током реле *1П*. При исчезновении напряжения на шинах подстанции катушка контактора

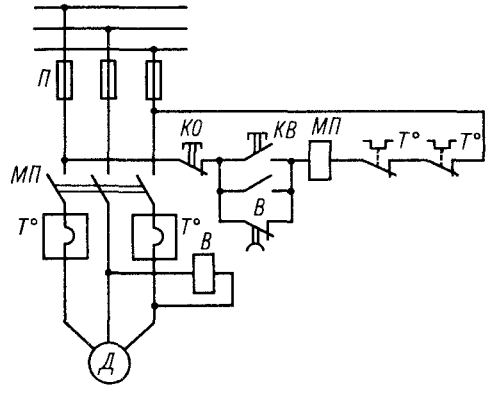



Рис. 16.24. Схема устройства АПВ двигателей низкого напряжения с включением магнитного пускателя после восстановления питания при кратковременном исчезновении напряжения

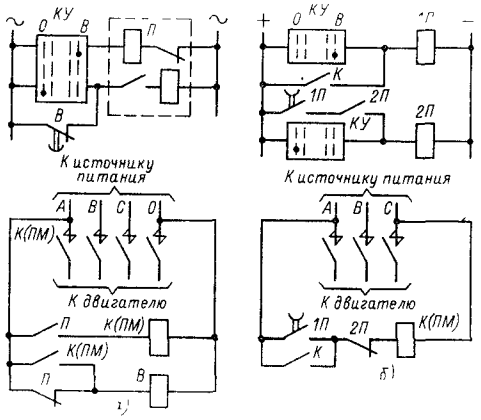



Рис. 16.25. Схема устройства АПВ двигателей низкого напряжения:

*а* – при использовании независимого источника оперативного переменного тока; *б* – при использовании постоянного оперативного тока; *В* – реле типа ЭВ-235; *1П* – реле типа РЭВ-883; *2П* – реле типа РП-23; *П* – реле типа РП-351

*К* обесточивается. Реле *1П* также обесточивается, но его замыкающий контакт в цепи катушки контактора *К* остается некоторое время замкнутым (реле имеет выдержку времени на отпускание). Если в течение этого времени напряжение на шинах подстанции восстановится, то произойдет повторный пуск двигателя.

При оперативном отключении двигателя ключом *КУ* контактом *2П* размыкается цепь катушки контактора *К* (команды продолжительного действия на остановку двигателя не требуется, так как реле *2П* самоудерживается до момента возврата реле *1П*). При исчезновении напряжения в цепи оперативного тока двигатель продолжает работать, так как контактор *К* самоудерживается своим контактом. Для предотвращения несинхронного включения синхронных двигателей или компенсаторов, приводящего к повышенным механическим нагрузкам машин, при автоматическом повторном включении питающей линии необходимо сочетать устройство АПВ линии с автоматическим устройством, отключающим синхронные машины или снимающим возбуждение с этих машин при исчезновении напряжения и обеспечивающим обратное включение синхронных машин, работающих в режиме самозапуска, при успешном АПВ питающей линии и восстановлении напряжения. Для обеспечения успешной работы автоматического устройства и АПВ время АПВ выключателя питающей линии должно быть больше времени отключения синхронных машин или снятия с них возбуждения и гашения поля.

Автоматическое устройство, устанавливаемое на синхронных двигателях или компенсаторах, срабатывающее при исчезновении напряжения питающей линии, выполняют по следующим принципам.

1) Устройство, реагирующее на скорость изменения частоты. Основано на различии в скоростях изменения частоты при возникновении дефицита мощности в системе и исчезновении напряжения питающей линии.

2) Устройство, реагирующее на частоту напряжения, поддерживаемого синхронными двигателями или компенсаторами при отключении питающей линии. В качестве устройства, реагирующего на частоту напряжения, обычно используется реле частоты, уставку срабатывания которого выбирают меньше уставки последней очереди устройства АЧР (см. § 16.5).

3) Устройство, реагирующее на изменение направления активной мощности. В качестве устройства, реагирующего на изменение направления активной мощности, обычно используют реле мощности, включаемое на ток питающей линии и напряжение шин приемной подстанции. При малых мощностях реле мощности может быть заменено реле тока.

Часто устройства автоматики, устанавливаемые на синхронных машинах, выполняют комбинированными с использованием нескольких принципов.

Схема автоматического устройства синхронного двигателя или компенсатора с последующим обратным включением после АПВ (рис. 16.26). Отключение синхронного двигателя или синхронного компенсатора и АПВ построено на использовании двух принципов: изменения направления активной мощности, на которое реагирует реле мощности *2* (на схеме показан только контакт реле мощности *М*), и понижения частоты при отключении питающей линии, на которое реагирует реле частоты *3*. Уставку реле частоты *3* выбирают равной 47 – 48 Гц для ускорения отключения СД и АГП при исчезновении напряжения. Во избежание ложного срабатывания устройства при возникновении дефицита мощности в системе и понижения частоты в результате этого напряжение на реле времени *4* подается дополнительно через контакт *М* реле мощности *2*, который замкнут при отсутствии перетока активной мощности к шинам подстанции. При отключении питающей линии происходит отключение синхронного двигателя

и АГП. При успешном АПВ питающей линии восстанавливается напряжение на шинах подстанции и происходит восстановление первоначальной схемы.

Принципиальная схема АПВ двигателя напряжением до 1 кВ на бесконтактных элементах (рис. 16.27). АПВ двигателей происходит за счет энергии конденсатора. Подготовку устройства АПВ к действию осуществляют с помощью кнопки «Пуск». При нажатии на кнопку «Пуск» транзистор *Т2* закрывается, конденсатор *С* заряжается. При исчезновении напряжения конденсатор разряжается через резистор $R_2$. При восстановлении напряжения транзистор *Т2* открывается и конденсатор начинает разряжаться через тиристор *Т1*, который открывается и включает пусковой аппарат двигателя. Для успешного действия устройства АПВ время исчезновения напряжения должно быть меньше выдержки времени действия устройства АПВ. Время действия АПВ при кратковременном исчезновении напряжения составляет 8 – 10 с, при плавной посадке напряжения до нуля и его восстановлении – около 5 – 7 с. Время отключения кнопкой «Стоп» при номинальном напряжении сети составляет 0,1 с. За это время конденсатор разряжается через открытый транзистор до тока, меньшего тока открывания тиристора.

**Автоматическое повторное включение после автоматической частотной разгрузки**

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР), применяемая в современных энергосистемах при снижении частоты для уменьшения нагрузки и восстановления нормальной частоты сети, приводит к отключению ряда потребителей (см. § 16.5). Для восстановления питания потребителей, отключенных под действием АЧР, после восстановления частоты применяют устройства АПВ. Такие схемы получили название АПВ после АЧР; их выполняют на оперативном постоянном и на оперативном переменном токе.

Схема устройства АПВ линий, оборудованных выключателями с электромагнитными приводами, для потребителей, отключаемых под действием устройств АЧР (ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект», рис. 16.28), может быть выполнена на оперативном постоянном токе с применением реле РПВ-58 аналогично схеме рис. 16.1. Схема рис. 16.28 отличается от указанной наличием дополнительного промежуточного реле *2П* (типа РП-23), подключаемого к вспомогательным шинкам *1ВШ*, *2ВШ*, которые получают питание при срабатывании устройства АЧР. При срабатывании реле *2П* его замыкающий контакт в цепи *ЭО* замыкается и выключатель отключается. При восстановлении частоты до заданного значения реле *2П*, теряя питание, замыкает свой размыкающий контакт в цепи реле РПВ-58. Далее схема работает аналогично схеме рис. 16.1. Если АПВ после срабатывания устройства АЧР не должно

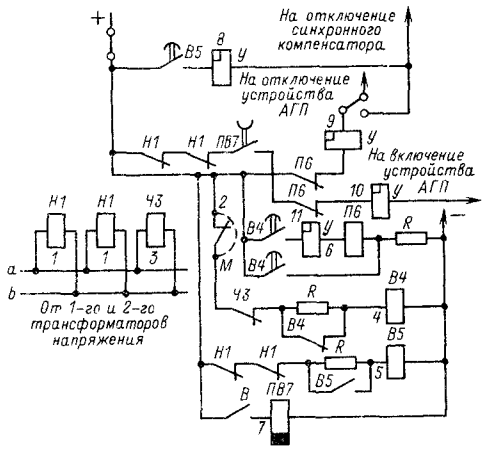



Рис. 16.26. Схема устройства АПВ синхронного двигателя или компенсатора:

*1* – реле напряжения; *2* – реле мощности (на схеме показан только контакт *М* реле мощности); *3* – реле частоты; *4*, *5* – реле времени; *6* – промежуточное реле; *7* – реле времени с замедлением на возврат; *8*, *9*, *10*, *11* – сигнальные реле; *В* – замыкающий контакт выключателя питающей линии

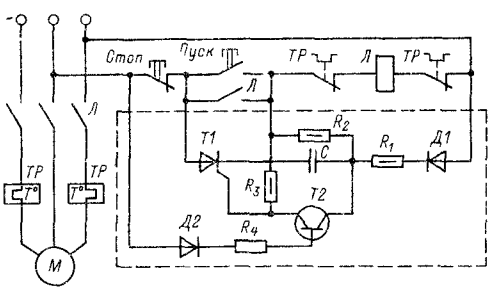



Рис. 16.27. Принципиальная схема устройства АПВ двигателя напряжением до 1 кВ на бесконтактных элементах:

*Т1* – тиристор; *Т2* – транзистор типа КТ-603А; $R_1$ – резистор на 300 – 400 кОм; $R_2$ – резистор на 15 – 25 кОм; $R_3$ – резистор на 200 Ом; $R_4$ – резистор на 300 – 400 кОм; *С* – конденсатор типа К50-6 на 200 мкА, 50 В; *Д1* и *Д2* – диоды типа Д211. Все расчетные параметры даны для двигателей напряжением 380 В

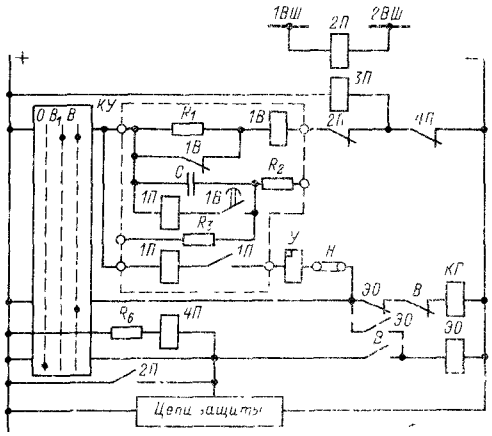



Рис. 16.28. Схема устройства АПВ линий, оборудованных выключателями с электромагнитными приводами для потребителей, отключаемых под действием устройств АЧР:

*2П* – реле промежуточное типа РП-23; *3П* – реле промежуточное типа РП-252. Остальные обозначения такие же, как на рис. 16.1

работать, то в цепь запрета устройства АПВ должен быть включен контакт реле *2П* (на схеме не показан).

При невозможности одновременного включения большого числа выключателей последовательность включения достигается установкой специальных реле в схемах устройства АЧР, выбором различных уставок реле времени устройства АПВ или установкой устройств АЧР на выключателях не отдельных потребителей, а трансформаторов, питающих шины этих потребителей (если это возможно по другим соображениям).

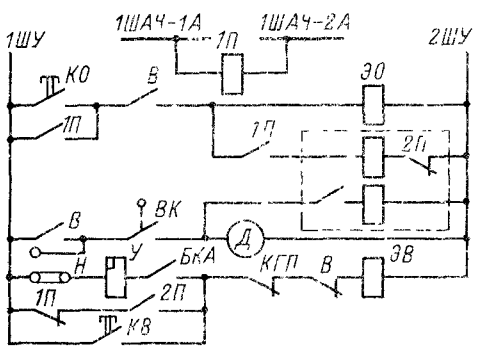



Рис. 16.29. Принципиальная схема устройства АПВ выключателей с пружинным приводом для потребителей, отключаемых под действием АЧР:

*1П* – реле промежуточное типа РП-25; *2П* – реле промежуточное типа РП-351

Принципиальная схема устройства АПВ выключателей с пружинным приводом для потребителей, отключаемых под действием АЧР (ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект», рис. 16.29). При понижении частоты сети до значения, определяемого уставкой реле частоты, срабатывает устройство АЧР и подает питание на вспомогательные шинки *1ШАЧ – 1А* и *1ШАЧ – 2А*. Реле *1П* устройства АПВ срабатывает, замыкает свои замыкающие контакты в цепи электромагнита отключения *ЭО* тех выключателей, которые должны быть отключены при данной частоте, и размыкает размыкающий контакт *1П* в цепи электромагнита включения *ЭВ*. Электромагнит отключения *ЭО* срабатывает, и выключатель отключается. При отключении выключателя под действием устройства АЧР вспомогательный контакт *БКА* пружинного привода размыкается и включения выключателя от действия АПВ, как это было в схеме рис. 16.8, не происходит.

Одновременно со срабатыванием реле *1П* срабатывает двухпозиционное реле *2П*, фиксируя срабатывание устройства АЧР и подготовляя к включению электромагнит включения *ЭВ* при повышении частоты. При повышении частоты до нормального значения реле *1П* обесточивается, его контакт в цепи *ЭВ* замыкается и по цепи *1ШУ – 1П – 2П – КГП – В – ЭВ – 2ШУ* происходит включение выключателя. Подготовка схемы к новому срабатыванию осуществляется так же, как в схеме рис. 16.8. При отключении выключателя вручную или дистанционно включения его при восстановлении частоты не происходит, так как замыкающий контакт *2П* в цепи *ЭВ* будет разомкнут, поскольку это реле срабатывает только при отключении выключателя под действием устройства АЧР. Схема предназначена для линий 6 – 10 кВ (реже 35 кВ) и трансформаторов.

Схема устройства АПВ выключателей с пружинными приводами, применяемая в комплектных устройствах типа КРУ для потребителей, отключаемых под действием АЧР в две очереди (рис. 16.30). Для обеспечения отключения и включения потребителей в две очереди используют два реле частоты *1Ч* и *2Ч*, получающие питание от трансформаторов напряжения *ТН* шин через стабилизатор на-

пряжения *СН* с выходным напряжением 127 В. Для получения напряжения 100 В, на которое выпускают реле частоты, в схеме устанавливают резистор *R*. Стабилизатор напряжения применяют для снижения погрешности реле частоты и обеспечения их работы при снижении напряжения в сети.

При понижении частоты до частоты срабатывания потребителей первой очереди с выдержкой времени 0,3 – 0,5 с срабатывает реле частоты потребителей первой очереди *1Ч* и подает напряжение на реле времени *1В*. Контакт реле *1В* в цепи двухпозиционных реле *1П* и *2П* замыкается, реле получают питание и подают напряжение на шинки *ШАЧРIа* и *ШАЧРIб*, которые проложены в ячейках КРУ. К этим шинкам подключены промежуточные реле, воздействующие на электромагнит отключения пружинного привода и на контакт, который размыкается, предотвращая действие устройства АПВ при срабатывании АЧР. Выключатели потребителей первой очереди отключаются. На схеме рис. 16.30, *а* цепи, относящиеся к устройствам АПВ, не показаны, эти цепи, а также включение и отключение выключателей аналогичны таковым схемы рис. 16.29.

Одновременно с подачей напряжения на шинки *ШАЧРIа* и *ШАЧРIб* срабатывают реле *1У* и *2У*, сигнализирующие о действии первой очереди АЧР. Контакт реле времени *1В* в цепи *1Ч* также замыкается и изменяет уставку *1Ч* с частоты срабатывания устройства АЧР до частоты срабатывания устройства АПВ.

Если после отключения потребителей первой очереди частота не восстановилась, то срабатывает реле времени *2В*, пуск которого осуществляется при замыкании контакта *2Ч*, одновременно с реле *1В*. Уставку реле частоты *2Ч* отключения потребителей второй очереди для всех подстанций устанавливают равной 48,8 Гц, а выдержку времени 5 – 90 с. Контакты *2В* в цепи двухпозиционного реле *3П* замыкаются, реле *3П* срабатывает, замыкает свой контакт в цепи шинок *ШАЧРII*, и подключенные к ней потребители отключаются своими промежуточными реле. Замыкаются контакты в устройствах АПВ этих потребителей, срабатывает реле *3У* (аналогично первой очереди). Контакт *2В* в цепи *2Ч* также замыкается и изменяет уставку этого реле до своей частоты срабатывания АПВ. После восстановления частоты до 49,2 Гц реле *2Ч* возвращается в исходное положение, его контакт в цепи реле *2В* размыкается, реле *2В* обесточивается и его контакты возвращаются в исходное положение. Контакт *2В* в цепи реле *4В* замыкается, реле

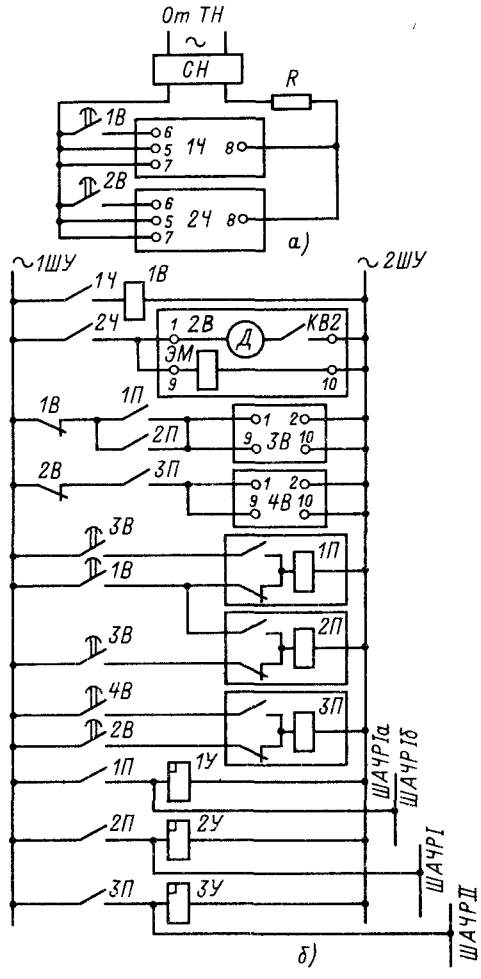



Рис. 16.30. Схема устройства АПВ выключателей с пружинными приводами, применяемая в КРУ для потребителей, отключаемых под действием АЧР:

*а* – схема оперативных цепей устройства АЧР; *б* – схема подключения реле частоты *1Ч* и *2Ч*; *СН* – стабилизатор напряжения; *1Ч*, *2Ч* – реле частоты типа ИВЧ-3; *1П*, *2П*, *3П* – двухпозиционные промежуточные реле типа РП-9

срабатывает, замыкает свой контакт в цепи реле *3П* и возвращает его в исходное положение. Контакт *3П* в цепи питания шинок *ШАЧРII* размыкается, шинки обесточиваются, промежуточные реле, подключенные к ним, обесточиваются, и потребители, отключенные реле *2Ч*, получают питание.

При дальнейшем повышении частоты реле *1Ч* возвращается в исходное положение, его контакт в цепи *1В* размыкается, реле *1В* обесточивается, замыкает свой контакт в це-

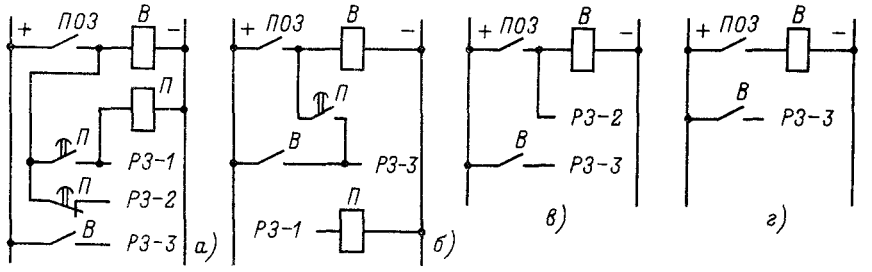



Рис. 16.31. Схемы соединения релейной защиты с устройствами АПВ:

*а* – с ускорением защиты до АПВ; *б* – с ускорением защиты после АПВ; *в* – с ускорением защиты до АПВ и после; *г* – без ускорения защиты; *ПОЗ* – пусковой орган защиты (может состоять из нескольких реле); *В* – реле времени; *П* – реле промежуточное с выдержкой времени при возврате, равной 0,25 с

пи *3В*. Реле *3В*, срабатывая, замыкает с выдержкой времени свои контакты в цепях реле *1П* и *2П*; последние возвращаются в исходное положение и обесточивают шинки *ШАЧРІа* и *ШАЧРІб*. Промежуточные реле *П*, подключенные к этим шинкам, обесточиваются и включают выключатели потребителей отключенных реле *1Ч*.

Недостатком данной схемы, как и предыдущих, является то, что происходит одновременное включение и отключение сразу нескольких выключателей, при этом потребляется большая мощность, что может привести к перегрузке стабилизаторов напряжения, от которых питаются оперативные цепи.

Для устранения этого недостатка в настоящее время разработаны схемы, в которых включение и отключение выключателей происходит не одновременно, а с заданными интервалами времени. Одна из таких схем приведена на рис. 16.65.

**Ускорение действия защиты при наличии устройства АПВ**

Ускорение действия защиты до АПВ осуществляют с помощью быстродействующей неизбирательной защиты, устанавливаемой на защищаемой линии вместе с основной защитой. После работы устройства АПВ быстродействующая защита автоматически выводится из действия на время, большее времени срабатывания основной избирательной защиты линий. Ускорение защиты до АПВ (рис. 16.31) применяют при допустимости неизбирательного отключения выключателей, например в несложных радиальных системах с малым числом ступеней и ответвлений, питающих потребителей 2-й и 3-й категорий.

Ускорение защиты после АПВ позволяет осуществить немедленное отключение линии после включения ее устройством АПВ на неустранившееся КЗ. Защита, которой производится немедленное отключение линий после АПВ, вводится автоматически на время, необходимое для отключения поврежденной линии. После отключения поврежденной линии ускоренная защита автоматически выводится из действия. Ускорение защиты после АПВ (рис. 16.31, *б*) применяют во всех случаях, если выключатель способен разрывать ток КЗ в течение 0,2 – 0,5 с с момента возникновения КЗ.

## 16.3. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВА

Автоматическое включение резервного питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда перерыв в электроснабжении вызывает убытки, значительно превышающие стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют, когда имеется в наличии или проектируется дополнительный (резервный) источник питания, например, трансформатор, линия, секция шин. В этом случае при отключении рабочего источника устройством АВР включается второй источник питания, нормально находящийся в резерве. Такие системы действуют надежно, но требуют для своего осуществления значительных капитальных затрат. Для устранения этого недостатка применяют устройства АВР для оборудования, которое в нормальном режиме тоже работает, но используется не полностью, что отвечает экономически целесообразному режиму работы этих установок. Например, КПД трансформатора наибольший при 60 – 80 %-ной номинальной нагрузке. В этом случае при отключении одного (рабочего) источника вто-

рой под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружаясь (в допустимых пределах), обеспечивает бесперебойное электроснабжение установки. Такого же эффекта можно добиться при параллельной работе двух или большего числа источников питания и отключении поврежденного элемента средствами релейной защиты без устройства АВР. Однако такое включение источников питания системы электроснабжения вызывает увеличение токов КЗ, значительное усложнение и удорожание работы релейной защиты и часто не обеспечивает необходимой избирательности действия.

Автоматическое включение резервного питания и оборудования линий, силовых трансформаторов, генераторов, сборных шин, секций и систем, электродвигателей, электрического освещения, как правило, происходит после их отключения любыми видами защит, а также при ошибочных действиях обслуживающего персонала или самопроизвольном отключении выключателей.

При выполнении устройства АВР питания и оборудования должны соблюдаться следующие условия:

1) для предотвращения включения резервного источника на КЗ в неотключившемся рабочем источнике схема АВР не должна работать до отключения выключателя рабочего источника;

2) действие АВР должно быть однократным; для ускорения отключения резервного источника питания при включении его на неустранившееся КЗ обычно предусматривают ускорение защиты резервного источника после АВР;

3) при установке устройства АВР кроме основной максимальной токовой защиты на рабочем источнике питания (например, трансформаторе) должен устанавливаться пусковой орган минимального напряжения для того, чтобы схема АВР могла действовать при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник;

4) если на рабочем источнике питания предусмотрено устройство АПВ, то в случае недопустимости параллельной работы рабочего и резервного источника питания (например, отсутствие между ними синхронизма, возможность неправильной работы защиты при параллельной работе) следует предусмотреть блокировку от параллельной работы. Для этого предусматривают отделение рабочего источника от нагрузки независимо от работы устройства АПВ (последующее переключение при успешном АПВ производят вручную) или выдержку времени устройства АВР выбирают большей времени полного цикла АВР.

Устройства АВР выполняют на оперативном как переменном, так и постоянном токе. Источником питания оперативного переменного тока служат трансформаторы напряжения, установленные на рабочем или резервном вводе или на шинах подстанции в зависимости от схемы устройства АВР. Эффективность действия АВР в системах электроснабжения составляет 90 – 95%. Простота схем и высокая эффективность обусловили широкое применение АВР в электрических сетях и энергосистемах. Ниже рассмотрены наиболее типичные схемы устройства АВР на постоянном и переменном оперативных токах, применяемые для установок, указанных в § 16.1.

**а) Схемы устройства АВР на оперативном постоянном токе в установках высокого напряжения**

Схему устройства автоматического включения резервной линии (рис. 16.32) применяют преимущественно на ГПП и РП промышленных предприятий 1-й и 2-й категорий. Двойной комплект реле напряжения в схеме предусматривают для исключения ложного срабатывания схемы вследствие обрыва проводов в цепи питания этих реле, перегорания предохранителей или повреждения одной фазы трансформаторов напряжения. Для АВР неответственных объектов предусматривают одно реле на каждый ввод. Трансформаторы напряжения устанавливают только на фиксированном резервном вводе, а для рабочего ввода используют шинные трансформаторы напряжения. Назначение цепей (рис. 16.32, *б*): *1 – 2* – пуск устройств АВР от защиты минимального напряжения; *1 – 4* – блокировка устройства АВР при отсутствии напряжения на резервном вводе, ограничение длительности импульса включения выключателя *2В*; *3 – 6* – питание отключающего реле рабочего ввода от защиты минимального напряжения; *5 – 6* – то же от максимальной токовой защиты; *6 – 7* – самоудерживание реле *1П*; *8 – 9* – ручное отключение выключателя *1В*; *8 – 11* – отключение выключателя *1В* от релейной защиты или защиты минимального напряжения; *10 – 13* – цепь включения контактора *2К*; *12 – 15* – отключение выключателя *2В* от релейной защиты; *14 – 17* – цепь включения контактора *1К*; *16 – 19* – включение выключателя *1В*; *18 – 21* – включение выключателя *2В*.

Недостатком схемы является возможность включения рабочего ввода при включенном резервном вводе. Если параллельная

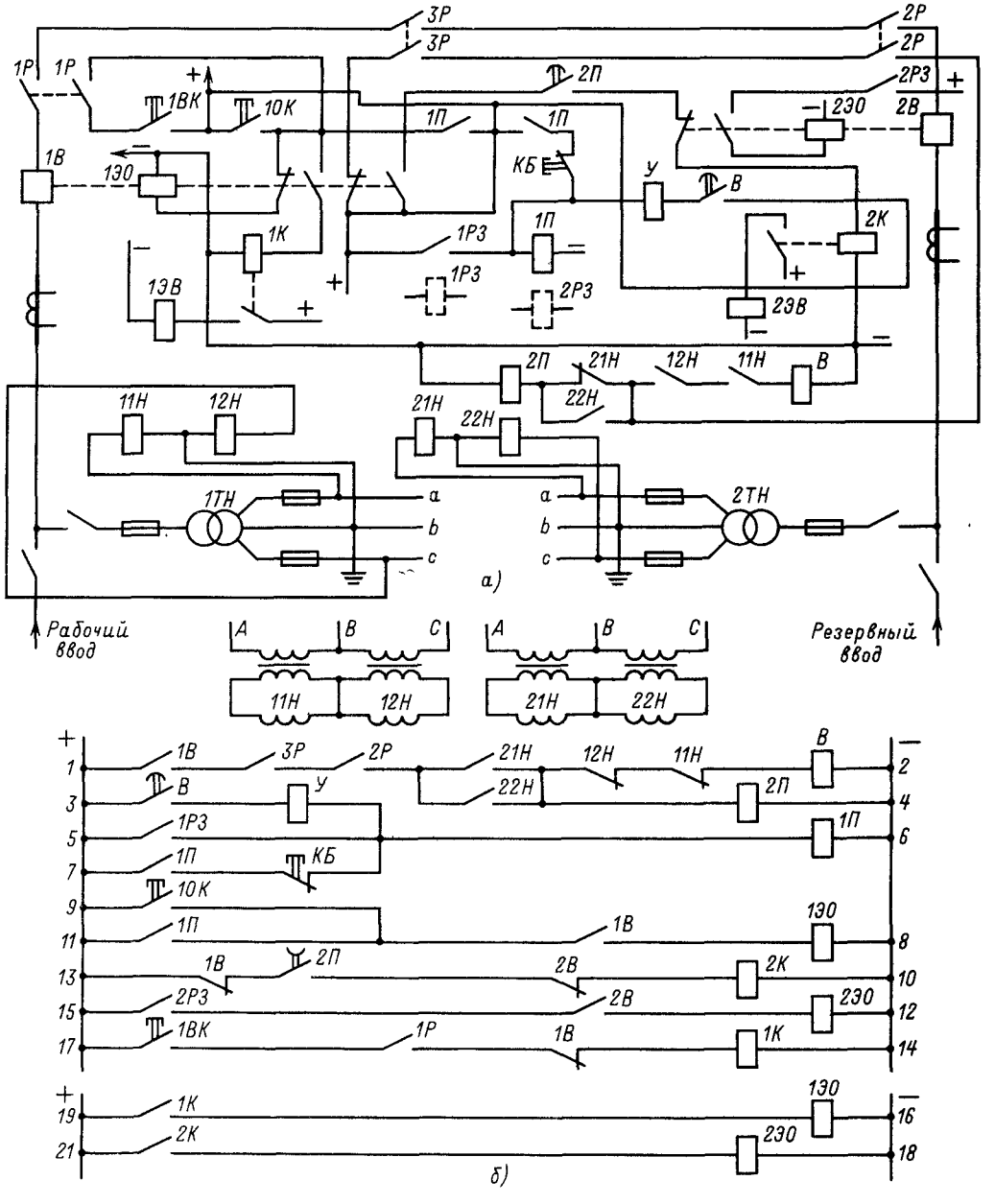



Рис. 16.32. Схема устройства автоматического включения резервной линии:

*а* – свернутая схема (положение соответствует включенному выключателю *1В*); *б* – развернутая схема (положение соответствует отключенному положению *1В* и *2В*); *1В* – выключатель рабочего ввода, *2В* – выключатель резервного ввода; *1ЭВ, 2ЭВ* – электромагниты включения; *1ЭО, 2ЭО* – электромагниты отключения; *1Р, 2Р, 3Р* – разъединители; *1ТН, 2ТН* – трансформаторы напряжения типа НОМ; *1К, 2К* – контакторы; *1РЗ, 2РЗ* – выходные контакты релейной защиты; *11Н, 12Н, 21Н, 22Н* – реле напряжения типа ЭН-524; *В* – реле времени типа ЭВ-181; *1П* – реле промежуточное; *2П* – реле промежуточное типа РЭВ-181/1А; *У* – реле указательное; *КБ* – кнопка возврата реле *1П*

работа обоих вводов недопустима, то в цепь *14 – 17* следует включить размыкающий контакт выключателя *2В* или принять другие меры для устранения возможности параллельной работы.

Схема устройства автоматического включения резервного трансформатора (рис. 16.33). Схема работает аналогично схеме, представленной на рис. 16.32, с той лишь разницей, что она не имеет блокировки устройства АВР от отсутствия напряжения на резервном вводе. Устройство АВР работает без выдержки времени, так как при наличии резервного трансформатора обычно не предусматривают АПВ рабочего трансформатора. На рис. 16.33, как и в схеме рис. 16.32, не устранена возможность параллельной работы рабочего и резервного трансформаторов.

Назначение цепей рис. 16.32, *б*: *1 – 2* питание отключающего реле рабочего трансформатора от релейной защиты; *3 – 4* и *5 – 6* – отключение выключателей *1В* и *2В* от релейной защиты; *7 – 8* – цепь реле времени, обеспечивающего выдержку времени при включении выключателей *3В* и *4В*; *9 – 10* – питание включающего реле резервного трансформатора; *11 – 12* и *13 – 14* – включение контакторов включающих катушек привода выключателей резервного трансформатора *3В* и *4В*; *15 – 16* – питание отключающего реле резервного трансформатора; *17 – 18* и *19 – 20* – отключение выключателей *3В* и *4В* от релейной защиты; *21 – 22* и *23 – 24* – включение выключателей резервного трансформатора *3В* и *4В*. Схема рис. 16.33 осуществима и при более низком вторичном напряжении (до 1 кВ). В этом случае вместо выключателей на стороне НН устанавливают автоматические выключатели с отключающей катушкой.

Схема устройства автоматического включения секционного выключателя (рис. 16.34). Питание секций шин подстанции осуществляют от двух рабочих трансформаторов *1Т* и *2Т*. Секционный выключатель *5В* нормально отключен и включается под действием средств АВР при отключении любого рабочего трансформатора. Нормально выключатели *1В* и *3В* включены и обмотки промежуточных реле *1ПВ* и *2ПВ* обтекаются током, их замыкающие контакты замкнуты. При отключении одного трансформатора, например *1Т*, средствами защиты или по какой-либо другой причине выключатель *1В* отключается, размыкает свой замыкающий контакт в цепи электромагнита отключения *1ЭО* и замыкает размыкающий контакт в цепи

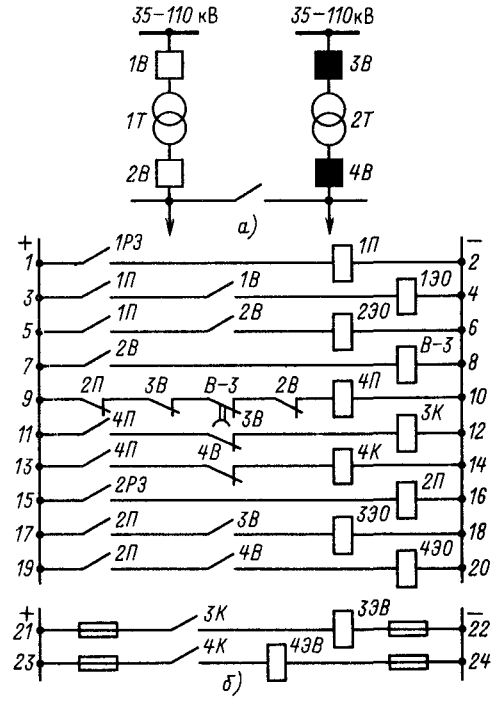



Рис. 16.33. Схема устройства автоматического включения резервного трансформатора:

*1Т* – рабочий трансформатор; *2Т* – резервный трансформатор; *1В – 4В* – выключатели; *3ЭВ, 4ЭВ* – электромагниты включения; *3К, 4К* – контакторы; *1РЗ, 2РЗ* – выходные контакты релейной защиты; *1П, 2П, 4П* – реле промежуточные типа РП-23; *В-3* реле времени

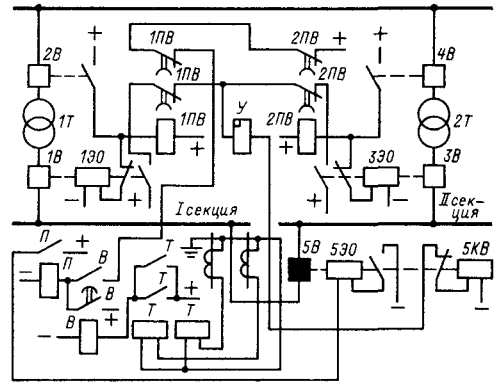



Рис. 16.34. Схема устройства автоматического включения секционного выключателя (схема показана для включенного положения выключателей *1В* и *3В*)

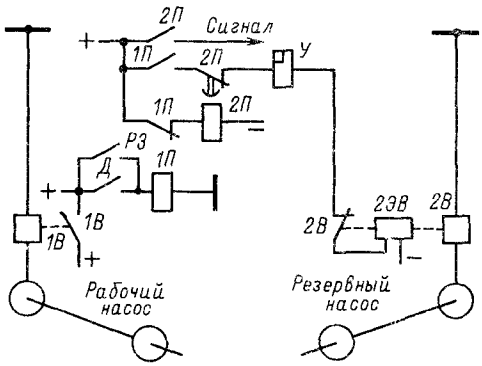



Рис. 16.35. Принципиальная схема автоматического включения резервных электродвигателей

*1ЭВ* (цепи *1ЭВ* и *2ЭВ* на схеме не показаны).

Реле *1ПВ* обесточивается, но так как оно работает с выдержкой времени при отпадании, то его контакты остаются замкнутыми в течение заданной выдержки времени. По цепи плюс – размыкающий контакт *1В* – – замыкающий контакт *1ПВ* – *У* – – размыкающий контакт *5В* – *5КВ* – минус происходит включение выключателя *5В*. Для отключения секционного выключателя *5В* в случае включения на неустранившееся КЗ предусматривают ускорение защиты на секционном выключателе. Ускорение осуществляется контактами реле *1ПВ* и *2ПВ*, которые подают плюс на контакт реле времени *В* (мгновенный) защиты секционного выключателя. Промежуточное реле *П* срабатывает и отключает выключатель *5В*. Так как оба трансформатора *1Т* и *2Т* питаются от одного источника, то при выходе из строя этого источника действие АВР окажется бесполезным. Поэтому в рассмотренной схеме отсутствует пусковой орган минимального напряжения.

Принципиальная схема автоматического включения резервных электродвигателей (рис. 16.35). АВР двигателей применяют для ответственных потребителей 1-й категории, перерыв в электроснабжении которых является недопустимым. АВР двигателей происходит не только при отключении электродвигателя рабочего агрегата, но и при изменении технологических параметров агрегата. На рис. 16.35 приведена принципиальная схема АВР электронасосов. Схема АВР срабатывает при отключении выключателя *1В* рабочего насоса средствами релейной защиты или при изменении технологического режима насоса, например при понижении давления в питающей линии (при этом срабатывает реле давления *Д*). В обоих случаях получает питание реле *1П* и подает импульс на включение выключателя *2В* резервного насоса. Однократность АПВ обеспечивается реле *2П*.

Схема устройства АВР секционного выключателя при питании от подстанции синхронных двигателей (рис. 16.36). Питание секций шин в нормальном режиме осуществляется от двух трансформаторов *1Т* и *2Т*. От II секции шин получают питание синхронные двигатели. Секционный выключатель *5В* нормально отключен. При отключении выключателя *1В* его размыкающий контакт в цепи *5КВ* замыкается, замыкающий контакт в цепи *1ЭО* размыкается, реле *В1* теряет питание, однако его контакт в цепи *5КВ* остается замкнутым, так как он размыкается с выдержкой времени при размыкании, и по цепи плюс – *1В* – *В1* – *1У* – – *5В* – *5КВ* – минус получает питание катушка контактора *5КВ*, секционный выключатель включается. Если под действием релейной защиты отключается выключатель *3В*, то частота вращения синхронных двигателей *СД*, подключенных к шинам II секции, начинает снижаться.

Для исключения возможности несинхронного включения *СД* и возникающих при этом опасных толчков тока, возникающих при подаче напряжения на II секцию шин при включении секционного выключателя, принимают меры, исключающие возможность появления в цепи опасных для оборудования толчков тока или снижающие их. К таким мерам относят следующие:

1) при исчезновении напряжения на секции шин, к которой подключены СД, они автоматически отключаются, и лишь после их отключения происходит включение секционного выключателя;

2) автоматически отключается АГП синхронного двигателя, и включается он только после включения секционного выключателя;

3) включение секционного выключателя осуществляется после снижения напряжения на обесточенной секции шин до 50 – 60% $U_{ном}$. В схеме рис. 16.36 при отключении выключателя *3В* его размыкающий контакт замыкается в цепи катушки отключения *6ЭО* – выключателя *СД 6В*. Выключатель *6В* отключается, его контакт в цепи *5КВ* замыкается, по цепи плюс – *3В* – *6В* – *В2* – *1У* – – *5В* – *5КВ* – минус происходит включение выключателя *5В*.

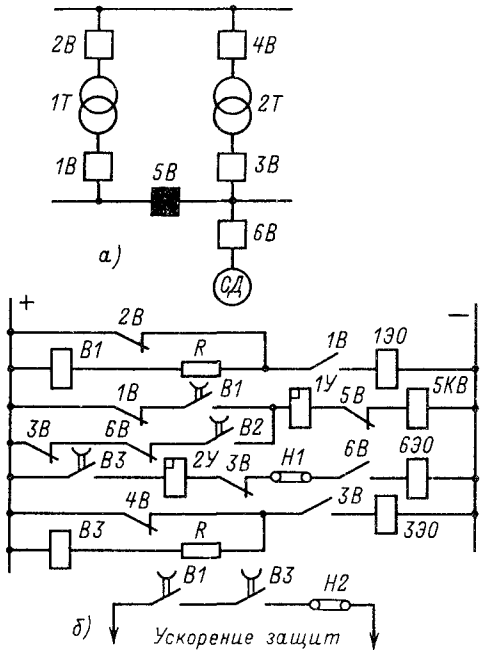



Рис. 16.36. Схема устройства АВР секционного выключателя при питании от подстанции синхронных двигателей:

*а* – схема подключения; *б* – схема устройства АВР

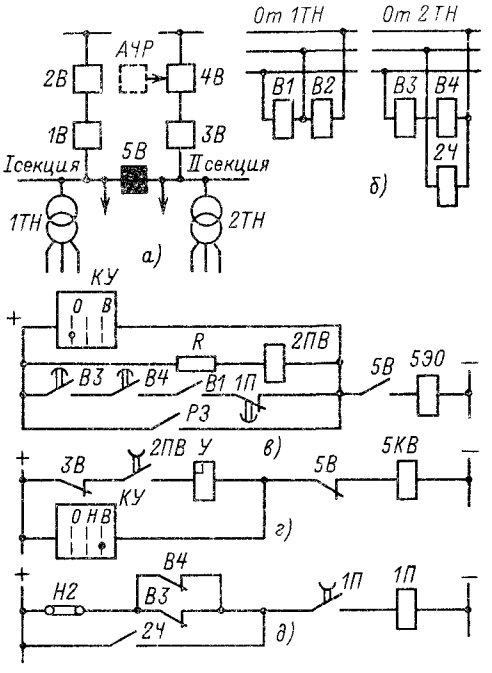



Рис. 16.37. Схема устройства АВР секционного выключателя с блокировкой действия АВР при срабатывании АЧР:

*а* – схема подключений; *б* – схема включения реле времени; *в* – цепи отключения выключателя *3В*; *г* – цепи включения секционного выключателя *5В*; *д* – цепи подключения блокирующего реле при срабатывании АЧР

Если включение выключателя *5В* при отключении *1В* или *3В* происходит на КЗ, на шинах предусматривают ускорение действия защиты секционного выключателя через контакты *В1* и *В3*. В схеме предусмотрена также накладка *Н1*, обеспечивающая вывод цепи отключения выключателя *6В*, если обе секции шин нормально получают питание от *1Т*, и накладка *Н2*, обеспечивающая отключение ускорения защиты секционного выключателя при нормальной работе с включенным *5В*.

Схема устройства АВР секционного выключателя с блокировкой действия АВР при срабатывании АЧР (рис. 16.37). В схеме рис. 16.37,*а* предусмотрено раздельное питание ответственных потребителей от I секции шин, которая не отключается от действия средств АЧР, и неответственных потребителей от II секции шин, которая отключается под действием средств АЧР, воздействующих на отключение выключателя *4В* при понижении частоты сети.

Включение секционного выключателя при отключении *1В* (цепи на схеме рис. 16.37 не показаны), а также при отключении *ЭВ* под действием релейной защиты происходит, так же как в схемах, описанных выше, от действия реле времени *В1 – В2* и *В3 – В4*, которые получают питание соответственно от *1ТН* и *2ТН*.

Для предотвращения включения секционного выключателя *5В* при действии устройства АЧР в схеме устанавливают реле частоты *2Ч*, уставка которого на 0,2 – 0,3 Гц выше уставки срабатывания устройства АЧР, действующего на отключение выключателя *4В*. При понижении частоты до значения уставки реле *2Ч* оно срабатывает, размыкает свой контакт в цепи катушки отключения *3КО* (на рисунке не показана). При срабатывании устройства АЧР и отключении выключателя *4В* напряжение на II секции шин исчезает, контакты *В3* и *В4* замыкаются, однако отключения выключателя *3В* не происходит, так как цепь *3КО* разомкнута контактом *2Ч*. Выключатель *3В* остается вклю-

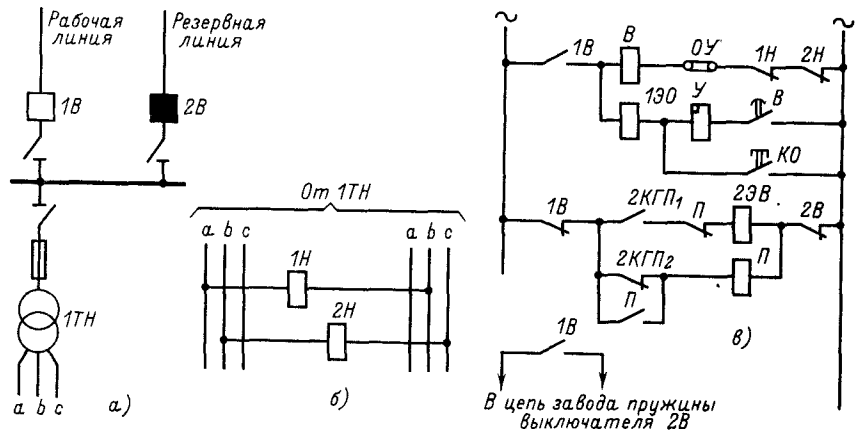



Рис. 16.38. Схема устройства АВР для линий, оборудованных выключателями с пружинными приводами с автоматическим заводом пружины:

*а* – принципиальная схема; *б* – цепи реле напряжения; *в* – развернутая схема

ченным при исчезновении напряжения, и включения секционного выключателя 5В не происходит, поскольку контакт *3В* в цепи *5КВ* разомкнут. После восстановления частоты в сети *4В* включается, на шины II секции шин подается напряжение и схема АВР возвращается в исходное положение.

**б) Схемы устройства АВР на оперативном переменном токе в установках высокого напряжения**

Схема устройства одностороннего АВР для линий, оборудованных выключателями с пружинными приводами с автоматическим заводом пружины (рис. 16.38). В нормальном режиме питание на шины подстанции подают через выключатель *1В*. При аварии на рабочей линии

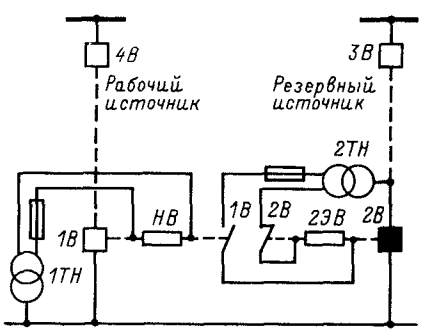



Рис. 16.39. Принципиальная схема одностороннего АВР резервного ввода для выключателя с пружинным приводом без автоматического завода пружины

устройство АВР должно отключить выключатель *1В* и включить выключатель *2В*. При исчезновении напряжения на шинах подстанции срабатывают реле минимального напряжения *1Н* и *2Н* и замыкают свои контакты в цепи реле *В*. С заданной выдержкой времени реле *В* замыкает свой контакт в цепи *1ЭО*. Выключатель *1В* отключается. Размыкающий контакт *1В* замыкает цепь электромагнита включения выключателя *2В*, последовательно с которым включен контакт положения пружины $2КГП_1$ (замкнутый при заведенном положении пружины) и размыкающий контакт промежуточного реле *П*.

При включении выключателя *2В* замыкается контакт $2КГП_2$ и подготовляет к включению цепь катушки реле *П*. Если АВР успешно, то схема АВР возвращается в исходное положение. При неуспешном АВР выключатель *2В* отключается от своей защиты (цепи отключения *2В* на схеме не показаны). Повторного включения выключателя *2В* на КЗ не происходит, так как пружина не заводится при отключенном выключателе *1В* (замыкающий контакт *1В* в цепи завода пружины разомкнут). Для предупреждения повторного включения выключателя *2В* на КЗ в случае повреждения замыкающего контакта *1В* предусматривают дополнительную блокировку с помощью реле *П*, которое срабатывает при отключении выключателей *1В* и *2В* и незаведенной пружине выключателя *2В*. Реле *П* при этом самоблокируется и разрывает своим размыкающим контактом цепь *2ЭВ*. Пружина привода выключателя *2В* может быть заведена только после включения выключателя *1В*.

Принципиальная схема одностороннего АВР резервного ввода для выключателя с пружинным приводом без автоматического завода пружины (рис. 16.39). Нормально подстанция получает питание от рабочего источника через выключатель *1В*. Резервный источник питания находится под напряжением: выключатель *3В* включен, а выключатель *2В*, оборудованный пружинным приводом, отключен, но его пружина заведена, и тем самым выключатель подготовлен для автоматического включения.

При исчезновении напряжения на шинах подстанции реле минимального напряжения с выдержкой времени *НВ*, встроенное в привод выключателя *1В* (привод выключателя *1В* может быть оборудован пружинным приводом с устройством для автоматического включения или без устройства автоматического включения, например ПРБА), срабатывает и с заданной выдержкой времени отключает выключатель *1В*. Реле *НВ* получает питание от трансформатора напряжения *1ТН* шин подстанции. При отключении выключателя *1В* его замыкающий контакт в цепи электромагнита включения *2ЭВ* замыкается, *2ЭВ* срабатывает и производит включение выключателя *2В*. Шины подстанции получают питание от резервного источника. Питание электромагнита включения *2ЭВ* осуществляют от трансформатора напряжения *2ТН*, подключенного к вводу резервного источника питания. Такое подключение *2ТН* обеспечивает работу АВР только при наличии напряжения на резервном источнике питания, и поэтому дополнительного контроля наличия напряжения не требуется.

При включении резервного источника питания на КЗ повторного включения *2В* не происходит. Однократность АВР обеспечивается тем, что при отключении выключателя *2В* резервного источника средствами релейной защиты он не может повторно включиться, так как пружина не будет заведена. Если же релейная защита резервного источника установлена на выключателе *3В*, то повторного включения также не происходит, так как на трансформаторе *2ТН* будет отсутствовать напряжение.

Принципиальная схема устройства АВР линий с использованием энергии предварительно заряженных конденсаторов (рис. 16.40). Схему применяют, когда на резервной линии нет трансформатора напряжения. В качестве оперативного тока используют энергию предварительно заряженных конденсаторов *1С* и *2С*. Заряд конденсаторов осуществляют от трансформатора напряжения *1ТН* через специальное зарядное устройство *ЗУ*. При наличии на шинах подстанции напряжения реле *1П* включено и его контакты замкнуты. При исчезновении напряжения на трансформаторе *1ТН* реле *1П* размыкает свои контакты и отключает конденсаторы *1С* и *2С* от зарядного устройства, предотвращая их разряд. Устройство АВР приходит в действие при одновременном срабатывании реле минимального тока *Т* и реле времени *В-1* так же, как и в схеме рис. 16.32. При замыкании контактов реле *Т* и *В-1* электромагнит отключения *1ЭО* оказывается замкнутым на предварительно заряженный конденсатор *2С*. Конденсатор *2С* разряжается, выключатель *1В* отключается, замыкая свои контакты в цепи электромагнита включения *2ЭВ*. При замыкании контактов *1В* электромагнит *2ЭВ* оказывается включенным на предварительно заряженный конденсатор *1С*. Разряжаясь, конденсатор *1С* производит включение выключателя *2В*. При неуспешном АВР, например при включении на устойчивое КЗ на шинах, схема АВР будет готова к новому действию после восстановления нормальной схемы подстанции и зарядки конденсаторов *1С* и *2С*.

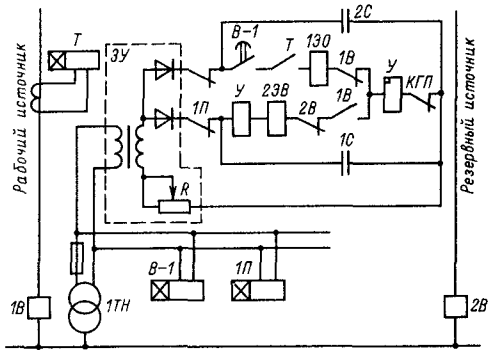



Рис. 16.40. Принципиальная схема АВР линий с использованием энергии предварительно заряженных конденсаторов

Схема двустороннего автоматического включения резервной линии, соединяющей шины двух подстанций, получающих питание от линий, оборудованных выключателями с пружинными приводами с автоматическим заводом пружины (рис. 16.41). В нормальном режиме питание на шины подстанций подают через выключате-

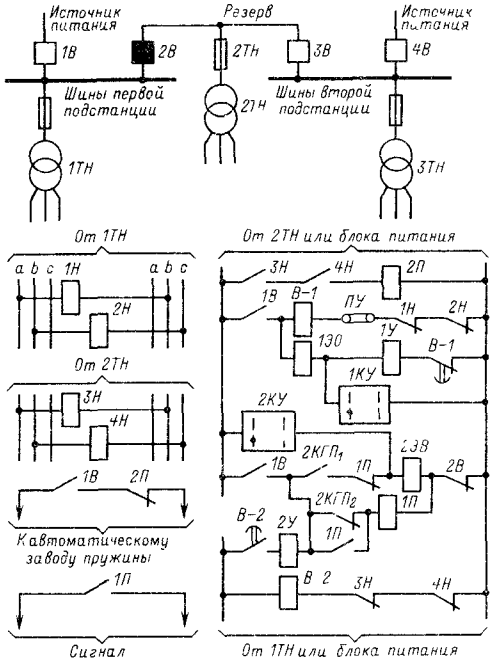



Рис. 16.41. Схема двустороннего автоматического включения резервной линии, соединяющей шины двух подстанций с выключателями с пружинными приводами с автоматическим заводом пружины

ли *1В* и *4В*. Выключатель *3В* в нормальном режиме включен, а *2В* отключен. При исчезновении напряжения на шинах первой подстанции работа схемы АВР происходит аналогично работе схемы на рис. 16.38. При исчезновении напряжения на шинах второй подстанции схема работает следующим образом. Выключатель *4В* отключается своей минимальной защитой. Цепи на схеме не показаны. Реле минимального напряжения *3Н* и *4Н* срабатывают, замыкают свои размыкающие контакты в цепи реле *В-2*, и оно срабатывает. Контакт реле *В-2* с заданной выдержкой времени замыкает цепь включения *2ЭВ*, и выключатель *2В* включается. Блокировку от многократного включения на КЗ осуществляют, как и в схеме рис. 16.38. В цепь двигателя автоматического завода пружины последовательно с замыкающим вспомогательным контактом *1В* включен контакт реле *2П*, срабатывающего при наличии напряжения на резервной линии.

Схема АВР секционного выключателя с приводом ППМ с автоматическим восстановлением схемы электроснабжения (рис. 16.42). При исчезновении напряжения на I секции шин обесточивается реле *В-1*, с выдержкой времени замыкает свой контакт в цепи электромагнита отключения *1ЭО* и выключатель *1В* отключается. При отключении *1В* размыкающий контакт *1В* в цепи *3ЭВ* замыкается, подается напряжение на электромагнит *3ЭВ*. Выключатель *3В* включается. На шины I секции шин подается напряжение со II секции.

Однократность действия АВР обеспечивается реле *1П*, которое при включении *3В* обесточивается, так как размыкающий контакт *3В* в цепи *1П* размыкается. При обесточивании *1П* его замыкающий контакт в цепи *3ЭВ* размыкается и повторного действия АВР при отключении *3В* релейной защиты не происходит. Для восстановления первоначальной схемы электроснабжения при появлении питания со стороны ввода *1* в схеме предусмотрено реле *В-3*, подключенное к трансформатору *3ТН*, присоединенному непосредственно к вводу *1* до выключателя *1В* (рис. 16.42, *а*). При восстановлении напряжения на вводе *1* срабатывает реле *В-3* и с выдержкой времени замыкает свой контакт в цепи электромагнита отключения *3ЭО*. Выключатель *3В*, отключившись, замыкает свой размыкающий контакт в цепи *1П*, и схема АВР секционного выключателя подготавливается к работе.

При включении *1В* реле *3П* обесточивается и своим размыкающим контактом снимает напряжение с реле *В-3*. Это необходимо для того, чтобы не держать реле *В-3* все время под напряжением и обеспечить надежный разрыв в цепи *3ЭО* в случае замыкания контакта *3В*. Аналогично работает схема при исчезновении напряжения на II секции шин.

Схема АВР секционного выключателя с приводом ППМ при исчезновении тока в одной из линий и напряжения на секции шин (рис. 16.43). АВР осуществляется включением секционного выключателя, которое происходит только после того, как исчезнут ток в линии и напряжение на одной секции шин. Для этого в схеме использованы реле минимального напряжения, питающееся от трансформатора напряжения одной секции шин, и реле тока, питающееся от трансформатора тока линии. Схема АВР приходит в действие после неуспешного АПВ, что обеспечивается при помощи реле времени с уставкой 1 – 2 с (для отстройки от действия АПВ на линии). Источником оператив-

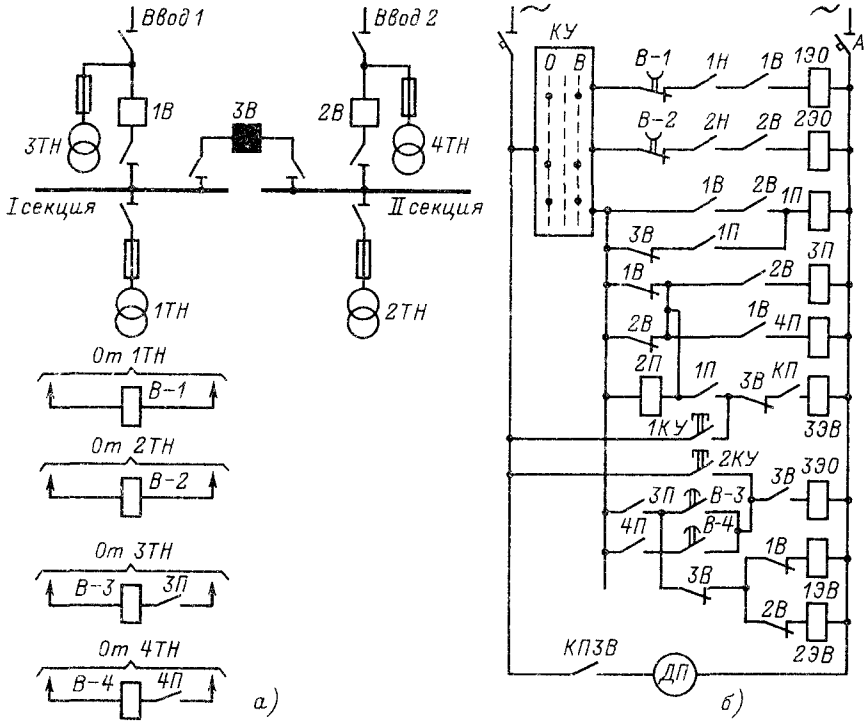



Рис. 16.42. Схема АВР секционного выключателя с приводами ППМ с автоматическим восстановлением схемы электроснабжения:

*а* – схема подключения трансформаторов *1ТН – 4ТН*; *б* – развернутая схема АВР; *1ТН – 4ТН* – трансформаторы напряжения типа НОМ или НОС; *В-1* и *В-4* – реле времени типа ЭВ-237; *1П – 4П* – промежуточные реле; *КП* – контакты привода ППМ; *1ЭО, 2ЭО, 3ЭО* – электромагниты отключения выключателей; *1ЭВ, 2ЭВ, 3ЭВ* – электромагниты включения выключателей

ного тока в схеме являются трансформаторы напряжения *1ТН* и *2ТН*. Для правильной работы АВР схема электрических соединений подстанций должна быть фиксированной. С этой целью на секционном выключателе, которым включают резервное питание, устанавливается пружинный привод.

Схема показала высокую надежность и рекомендуется для подстанций с секционированной или двойной системой шин, оборудованных выключателями с пружинными приводами. При исчезновении напряжения на I секции шин замыкается контакт *1Н*, срабатывает реле времени *В-1*, с выдержкой времени отключается выключатель *1В*; электромагнит включения *3ЭВ* получает питание, *3В* включается. То же самое происходит при отключении выключателя *1В* максимальной токовой защитой или вручную (цепи не показаны). Если выключатель *3В* включился на неустранившееся КЗ, то он отключается без выдержки времени собственной максимальной токовой защитой от КЗ на секционном выключателе (на схеме не показана). Повторного срабатывания АВР не происходит, так как контакт *3КГП* будет разомкнут. Вторая секция остается в работе, так как защита второго ввода, имеющая выдержку времени, не успела сработать.

Схема АВР секционного выключателя, оборудованного пружинным приводом для двухтрансформаторной подстанции с отделителями и короткозамыкателями на стороне высокого напряжения трансформаторов (рис. 16.44), обеспечивает нормальное восстановление питания после исчезновения повреждений. Источником оперативного переменного тока являются трансформаторы собственных нужд *1ТСН* и *2ТСН*. Нормально каждая секция шин получает питание от трансформаторов *1Т* и *2Т* через выключатели *1В* и *2В*, выключатель *3В*

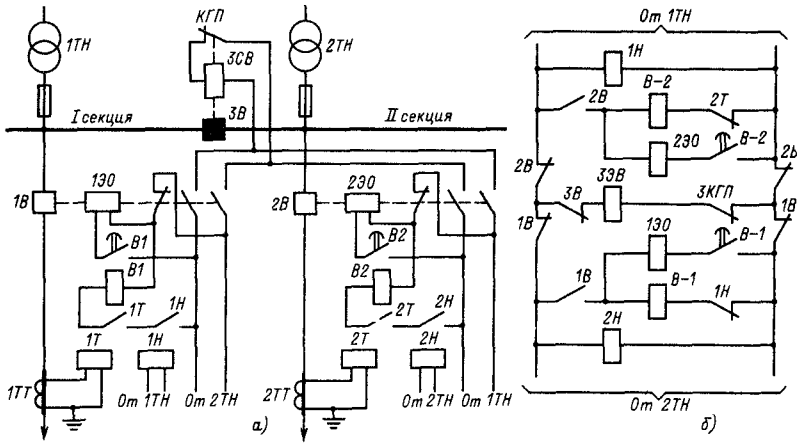



Рис. 16.43. Схема АВР секционного выключателя с приводом ППМ при исчезновении тока в одной линии и напряжения на секции шин:

*а* – свернутая схема подключений; *б* – развернутая схема (все выключатели отключены); *1В, 2В* – выключатели ввода (могут быть оборудованы ручными приводами); *3В* – секционный выключатель, снабженный пружинным приводом; *1ЭО, 2ЭО* – электромагниты отключения; *3ЭВ* – электромагнит включения секционного выключателя; *1ТН, 2ТН* – трансформаторы напряжения типа НОМ; *1Н, 2Н* – реле напряжения типа ЭН-528; *В-1, В-2* – реле времени типа ЭВ-201; *3КГП* – контакт положения пружины; *1ТТ – 2ТТ* – трансформаторы тока; *1Т, 2Т* – реле тока

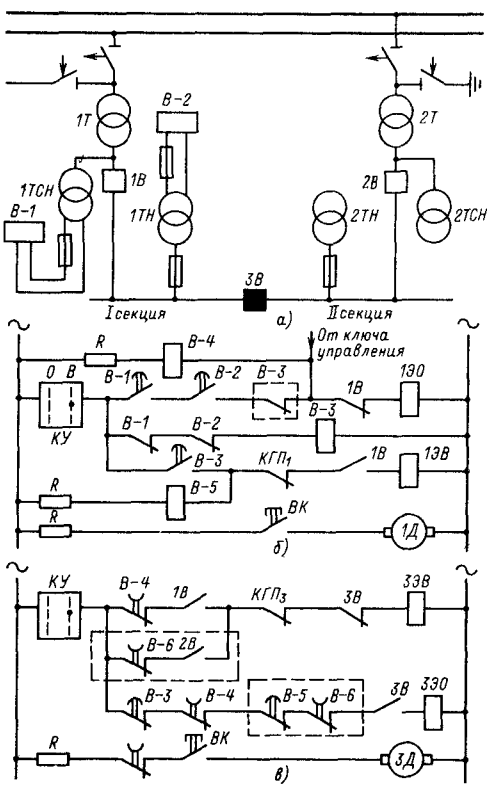



Рис. 16.44. Схема АВР секционного выключателя, оборудованного пружинным приводом для двухтрансформаторной подстанции с отделителями и короткозамыкателями на стороне высокого напряжения трансформаторов:

*а* – схема подстанции; *б* – схема цепей управления и АВР выключателя *1В* (цепи выключателя *2В* выполняют аналогично); *в* – схема цепей управления и АВР выключателя *3В*; пунктиром обведены цепи, относящиеся к трансформатору *2Т*; *В-1, В-2* – реле времени типа ЭВ-235; *В-3* – реле времени типа ЭВ-248

отключен. При исчезновении напряжения, например, на I секции шин реле *В-1* и *В-2* срабатывают и с выдержкой времени замыкают свои замыкающие контакты в цепи *1ЭО*. Контакты *В-1* и *В-2* соединены последовательно, что исключает ложное отключение выключателя при неисправностях в цепях напряжения (реле *В-1* и *В-2* включены на разные трансформаторы напряжения). Одновременно реле времени *В-1* и *В-2* размыкают свои размыкающие контакты в цепи *В-3*. Реле *В-3* обесточивается и замыкает размыкающий контакт в цепи *1ЭО*. Выключатель *1В* отключается. Контакт *1В* и замыкающийся с выдержкой времени контакт *В-3* замыкаются в цепи *1ЭВ*, и выключатель *1В* включается. Включения выключателя *3В*

при замыкании контакта *1В* в цепи *3ЭВ* не происходит, так как выдержку времени реле *В-4* выбирают большей времени действия устройства АПВ линии, что исключает параллельную работу линий. Если АПВ окажется успешным, то схема вернется в исходное положение. При неуспешном АПВ снова произойдет отключение *1В*. Его контакты в цепи *1ЭВ* и *3ЭВ* замыкаются. Однако нового АПВ выключателя *1В* не происходит, так как контакт $КГП_1$ будет разомкнут. Реле *В-4* обесточивается, его контакт с выдержкой времени замыкается в цепи *3ЭВ*, выключатель *ЭВ* включается и подает напряжение на I секцию шин подстанции. Реле *В-2* возвращается в исходное положение, катушки реле *В-1* и *В-3* по-прежнему будут без напряжения.

Если АВР окажется неуспешным при устойчивом КЗ на I секции шин, то выключатель *3В* отключается под действием своей защиты и I секция шин выводится в ремонт. После восстановления напряжения на линии обеспечивается автоматическое восстановление нормального положения схемы. Реле *В-1* при восстановлении напряжения размыкает свой замыкающий контакт в цепи *1ЭО* и замыкает размыкающий контакт в цепи реле *В-3*, которое проскальзывающим контактом подает напряжение на электромагнит включения *1ЭВ*, выключатель *1В* включается и размыкающим контактом отключает выключатель *3В*. При исчезновении напряжения на II секции шин схема АВР действует аналогично. Цепи управления и АВР для выключателя *2В* на схеме не показаны.

в) **Схемы устройства АВР на оперативном постоянном токе в установках напряжением до 1 кВ.** Установка устройства АВР в сетях напряжением до 1 кВ основана на следующих положениях:

1) устройства АВР в сетях напряжением до 1 кВ обеспечивают минимальный перерыв питания по времени (сотые доли секунды и в пределе 0,1 – 0,2 с);

2) установка устройства АВР в сетях напряжением выше 1 кВ влечет за собой значительно большие капитальные затраты;

3) установка устройства АВР в сетях до 1 кВ и особенно на стороне низшего напряжения двухтрансформаторных подстанций позволяет применять упрощенные, а следовательно, и дешевые схемы электроснабжения на стороне высшего напряжения.

Устройство АВР может быть выполнено на шинах подстанции и распределительных сборок или шкафов. Устройства АВР на шинах напряжением до 1 кВ осуществляют с помощью автоматических выключателей с катушками включения или контакторов. Схемы с автоматическими выключателями получаются довольно сложными, так как они требуют наличия постоянного тока, а потому их применение для небольших трансформаторов нецелесообразно.

Схема устройства автоматического включения секционного автоматического выключателя с электромагнитным приводом (рис. 16.45). Автоматические выключатели в цепях трансформаторов применены без максимальных расцепителей. При исчезновении напряжения на левой секции шин (рис. 16.45, *а*) срабатывают реле минимального напряжения $1Н_1$ и $1Н_2$, включается реле времени *1В*, замыкает свой контакт в цепи управления автоматического выключателя *1А* и подается импульс на его отключение. При отключении *1А* теряет питание реле *3В*, которое дает импульс на включение секционного автоматического выключателя *3А*. При включении его на неустранившееся КЗ он отключается своей максимальной защитой. В схеме предусмотрен автоматический возврат ее в исходное положение при восстановлении напряжения на отключившемся трансформаторе. При срабатывании защиты на *3А* для приведения схемы второго трансформатора в состояние готовности необходимо вмешательство обслуживающего персонала. Схема включения реле $2Н_1 - 2Н_4$ аналогична схеме включения реле $1Н_1 - 1Н_4$.

Схема устройства автоматического включения резервного ввода низкого напряжения (рис. 16.46). Назначение цепей рис. 16.46, *б*: *1 – 2* – пуск устройства АВР при исчезновении напряжения; *3 – 4* – ручное дистанционное отключение автоматического выключателя *1А*; *5 – 4* – отключение *1А* при исчезновении напряжения; *7 – 6* – включение контактора *2К*; *7 – П – 6* – блокировка от «прыгания»; *7 – 8* – отключение *2А* при включении *1А*; *7 – В – 8* – ручное отключение *2А*; *9 – 10* включение *2А*. Порядок работы схемы при исчезновении напряжения следующий: замыкаются цепи *1 – 2* и *5 – 4*; отключается *1А*, замыкаются цепи *7 – 6* и *9 – 10*, включается *2А*, размыкается цепь *7 – 6*, срабатывает *П*, отключается *2К*, размыкается цепь *9 – 10*, *2А* остается на защелке. При отключении *2А* максимальной токовой защитой новое включение невозможно, так как контактор *2К* не может сработать (последовательно с катушкой *2К* включено реле *П*). При малой мощности резервного ввода (рабочий ток до 600 А) и отсутствии источника постоянного тока вместо автома-

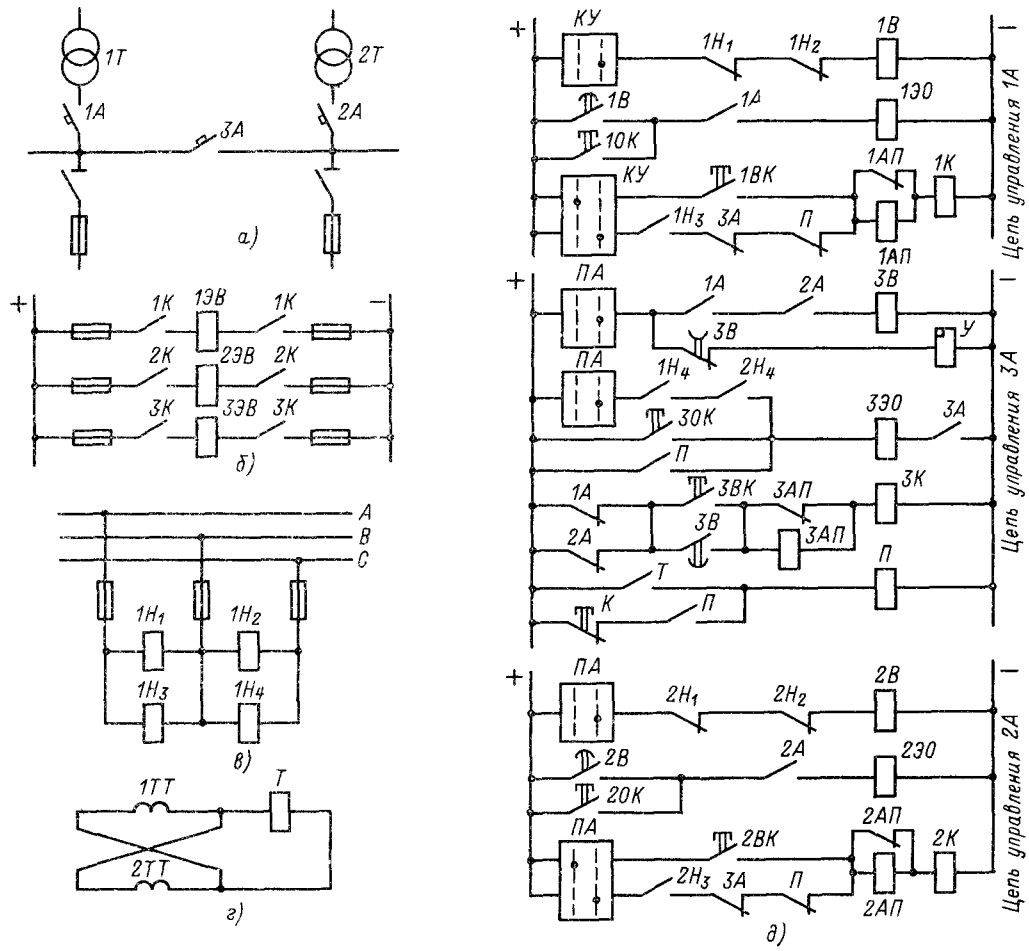



Рис. 16.45. Схема АВР секционного автоматического выключателя с электромагнитным приводом:

*а* – принципиальная схема; *б* – цепи катушек включения; *в* – цепи включения реле напряжения (показаны для автоматического выключателя *1А*); *г* – включение реле максимального тока; *д* – цепи управления *1А*, *2А* и *3А*; *1Т*, *2Т* – трансформаторы; *1А*, *2А* – рабочие автоматические выключатели; *3А* – секционный автоматический выключатель; *1ТТ*, *2ТТ* – трансформаторы тока; *ПА* – переключатель автомата; *Т* – реле максимального тока типа ЭТ-521/50; $1Н_1$, $1Н_2$ – реле минимального напряжения типа ЭН-528; $1Н_3$, $1Н_4$ – реле максимального напряжения типа ЭК-526; *1В*, *2В* – реле времени типа ЭВ-113; *3В* – реле типа РЭ-513; *1АП* – *3АП* – автоматические прерыватели автоматических выключателей; *1К* – *3К* – контакторы включения, *1ЭО*–*3ЭО* – электромагниты отключения; *1ЭВ*–*3ЭВ* – электромагниты включения; *У* – реле сигнальное типа ЭС-21; *П* – реле промежуточное; *1ВК*–*3ВК* – кнопки включения; *1ОК*–*3ОК* – кнопки отключения; *К* – кнопка типа КУ-121/1; реле напряжения $1Н_1$–$1Н_4$ получают питание от трансформаторов напряжения ввода

тического выключателя применяют контактор.

г) **Схемы устройства АВР на оперативном переменном токе в установках напряжением до 1 кВ**

Схема устройства АВР линии низкого напряжения на контакторах переменного тока (рис. 16.47). Нормально питание на шины 0,4 кВ подают через контакты контактора *1К*, катушка которого находится под напряжением при нормальной работе рабочей линии, а контактор *2К* резервной линии обесточен. При исчезновении напряжения на рабочей линии катушка *1К* обесточивается, контакты контактора *1К* размыкаются,

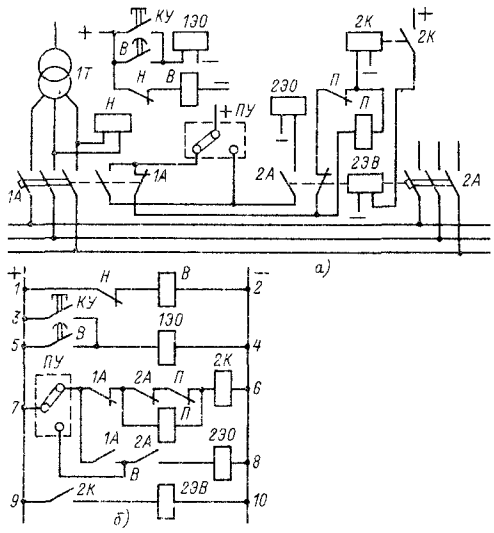



Рис. 16.46. Схема устройства автоматического включения резервного ввода низкого напряжения при применении автоматического выключателя с включающей катушкой:

*а* – свернутая схема (соответствует отсутствию напряжения на *Н*); *б* – развернутая схема (соответствует отсутствию напряжения на *Н*); *1А, 2А* – автоматические выключатели; *1ЭО, 2ЭО* – электромагниты отключения; *2К* – контактор; *Н* – реле напряжения типа ЭН-528; *В* – реле времени типа ЭВ-181; *П* – реле промежуточное типа РП-23; *КУ* – кнопка управления *1А*; *ПУ* – переключающее устройство

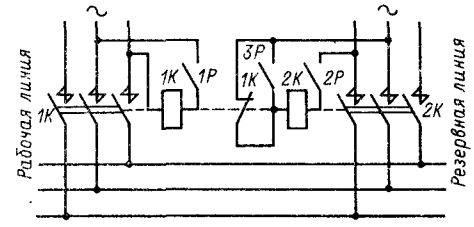



Рис. 16.47. Схема устройства АВР линии низкого напряжения на контакторах переменного тока:

*1К, 2К* – контакторы переменного тока, сблокированные друг с другом механически; *1Р, 2Р, 3Р* – рубильники

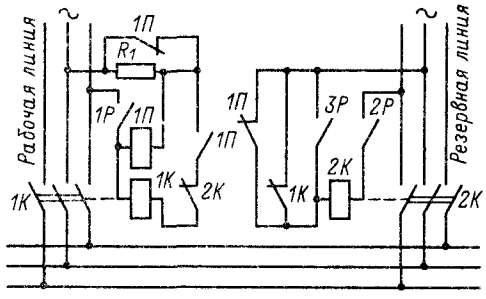



Рис. 16.48. Схема устройства АВР линии низкого напряжения на контакторах переменного тока с удерживающей защелкой:

*1К, 2К* – контакторы переменного тока; *1П* – реле промежуточное; *1Р, 2Р, 3Р* – рубильники для оперативных переключений

шины обесточиваются. Одновременно замыкается вспомогательный контакт *1К* в цепи катушки контактора *2К*, контактор *2К* включается, замыкает свои контакты и подает питание на шины подстанции. При восстановлении напряжения на рабочей линии схема автоматически возвращается в исходное положение. Недостатком схемы является то, что катушка контактора *1К* все время находится под напряжением, что приводит к лишним потерям электроэнергии, нагреву и вибрации контактора.

Схема устройства АВР линии низкого напряжения на контакторах переменного тока с удерживающей защелкой (рис. 16.48). Когда рабочая линия находится под напряжением, промежуточное реле *1П* обтекается током и срабатывает, его замыкающие контакты в цепи катушки *1К* замыкаются, контактор *1К* срабатывает, его главные контакты замыкаются и подают напряжение на шины подстанции. После включения контактора цепь питания катушки *1К* размыкается его вспомогательным контактом, контактор удерживается во включенном положении специальной защелкой. Размыкающие контакты реле *П* размыкаются, и цепь катушки *2К* оказывается разомкнутой. При исчезновении напряжения на рабочей линии реле *П* теряет питание, его контакты возвращаются в исходное положение, катушка контактора *2К* получает питание (для надежности контакты *П* в цепи *2К* зашунтированы контактом *1К*). Включаясь, контактор *2К* освобождает защелку контактора *1К* и замыкает свои главные контакты, подавая напряжение на шины подстанции.

При восстановлении напряжения на рабочей линии схема автоматически возвращается в исходное положение. Контакт *П* в цепи катушки *1К* обеспечивает однократность действия АВР в случае перегорания обмотки реле *П*. В схемах рис. 16.47 и 16.48

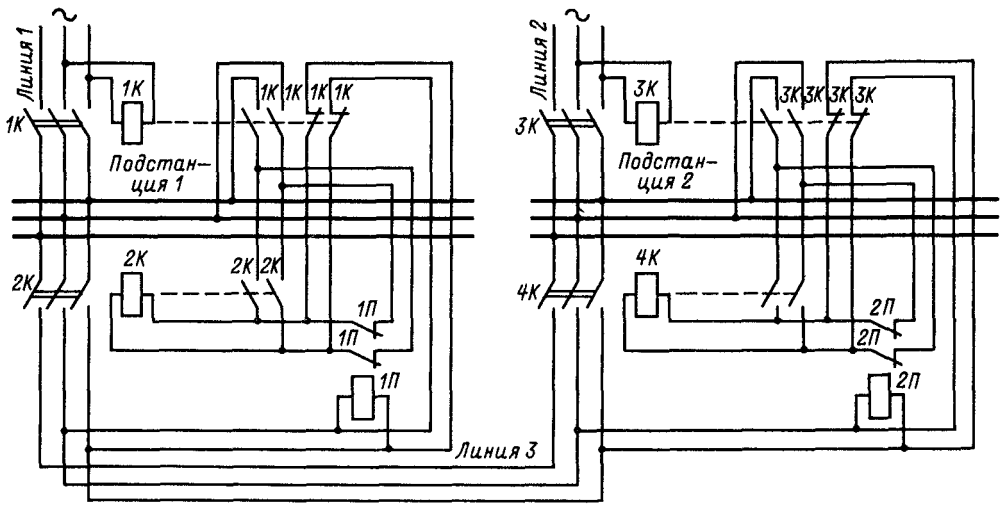



Рис. 16.49. Схема устройства двухстороннего АВР линии низкого напряжения на контакторах переменного тока

контакторы *1К* и *2К* механически сблокированы для обеспечения невозможности одновременного включения *1К* и *2К* в случае повреждения в электрической схеме.

Схема устройства двустороннего АВР линии низкого напряжения на контакторах переменного тока (рис. 16.49). Нормальное питание шин подстанции *1* осуществляют по линии *1* через контактор *1К*, подстанции *2* – по линии *2* через контактор *2К*; линия *3* является резервной и обеспечивает питание подстанций *1* и *2* в случае аварии на одной из линий (*1* или *2*). Контактор *3К* нормально находится во включенном состоянии, контактор *4К* – в отключенном. При исчезновении напряжения на линии *1* контакторы *1К*, *2К*, реле *1П*, *2П* теряют питание и их контакты возвращаются в исходное положение, показанное на схеме. Линия *3* также оказывается без напряжения. Контакты реле *2П*, замыкаясь, подают питание на катушку *4К*, контактор *4К* срабатывает, замыкает свои контакты, и линия *3* опять оказывается под напряжением. Катушка *2К* получает питание от линии *3* через размыкающие контакты контактора *1К*, контактор включается и подает напряжение на шины подстанции *1*.

При восстановлении напряжения на рабочей линии *1* контактор *1К* срабатывает, размыкает свои размыкающие контакты и обесточивает цепь катушки контактора *2К*. Контактор *2К* отключается, его контакты размыкаются. Линия *3* остается под напряжением со стороны подстанции *2* через контакты *4К*. Если при нормальной работе схемы исчезнет напряжение на линии *2*, то контактор *3К* отключается, через размыкающие вспомогательные контакты *3К* от линии *3* получает питание катушка контактора *4К*, замыкает свои контакты и на подстанцию *2* подается питание по линии *3* от подстанции *1*. Схема работает аналогично, если в нормальном режиме включен не контактор *3К* линии *3*, а контактор *4К*.

Схема устройства АВР трансформаторов на стороне низшего напряжения с контакторами переменного тока (рис. 16.50). Для трансформаторов мощностью до 630 кВ·А схемы АВР выполняют на стороне низшего напряжения трансформаторов с помощью контакторов переменного тока. При исчезновении напряжения, например на левой секции шин 0,4 кВ, трансформатор *1Т* отключается (рис. 16.50, *а*). Реле *1П* теряет питание, контактор *3К* включается, и осуществляется резервирование левой секции. Аналогично происходит резервирование правой секции при исчезновении на ней напряжения. Данную схему рекомендуют для подстанций с трансформаторами мощностью до 400 кВ·А включительно. Если существующие контакторы переменного тока не удовлетворяют требованиям схемы рис. 16.50, то необходимо переходить на установку двух контакторов на каждый трансформатор, как это показано на рис. 16.50, *б*. Такая схема может быть

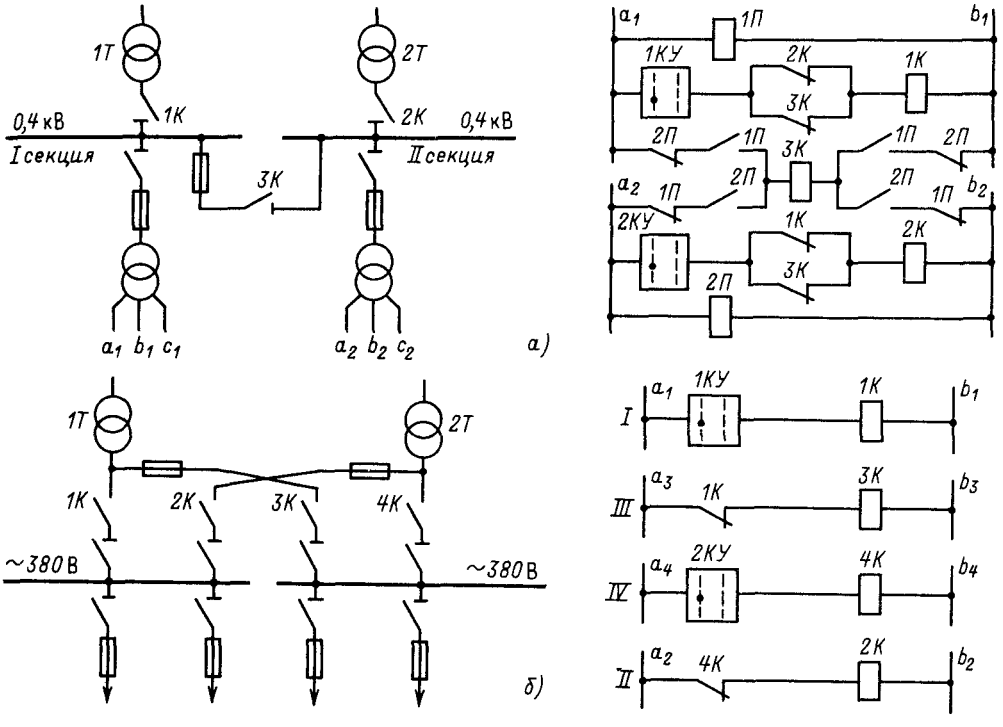



Рис. 16.50. Схемы устройства АВР трансформатора на стороне низкого напряжения с контакторами переменного тока:

*а* – для трансформаторов мощностью до 400 кВ·А: *1К, 2К* – контакторы рабочего питания; *3К* – секционный контактор; *1П, 2П* – блокировочные реле; *1КУ, 2КУ* – ключи управления; *б* – для трансформаторов мощностью до 630 кВ·А: *1К, 4К* – контакторы рабочего питания; *2К, 3К* – контакторы резервного питания; *I – IV* – участки шин, к которым осуществляют присоединение

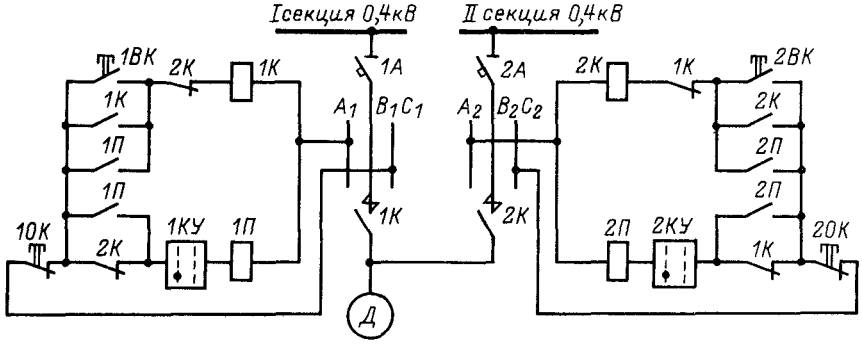



Рис. 16.51. Схема автоматического переключения двигателя 0,4 кВ с одной секции шин на другую:

*1К, 2К* – контакторы; *1А, 2А* – автоматические выключатели типа А-3144; *1П, 2П* – реле промежуточные типа РП-23; *1КУ, 2КУ* – ключи управления; *1ВК, 2ВК* и *10К, 20К* – кнопки типа КУ-121/1

рекомендована для трансформаторов мощностью до 630 кВ·А.

Схема автоматического переключения двигателя 0,4 кВ с одной секции шин на другую (рис. 16.51). При установке АВР на стороне низкого напряжения учитывают самозапуск двигателей ответственных механизмов.

## 16.4. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ МОЩНОСТИ КОНДЕНСАТОРНЫХ БАТАРЕЙ

Экономичность работы систем электроснабжения промышленных предприятий во многом зависит от реактивной мощности, передаваемой от источника электроэнергии к приемнику. Для компенсации реактивной мощности и улучшения качества электроэнергии на промышленных предприятиях устанавливают конденсаторные батареи высокого и низкого напряжения. Мощность конденсаторных батарей, устанавливаемых на промышленных предприятиях, должна быть выбрана таким образом, чтобы обеспечить минимум годовых приведенных затрат на систему электроснабжения предприятия.

Компенсация реактивной мощности осуществляется следующими способами:

а) централизованным, когда конденсаторные батареи устанавливают на шинах 6 – 10 или 0,4 – 0,23 кВ трансформатора. При такой компенсации внутризаводские сети остаются загруженными реактивной мощностью;

б) групповым, когда конденсаторные батареи устанавливают на шинах или распределительных пунктах цехов 0,4 – 0,23 кВ. При такой компенсации неразгруженными от реактивной мощности остаются только распределительные сети отдельных приемников электроэнергии;

в) индивидуальным, когда конденсаторные батареи устанавливают непосредственно у каждого приемника. При такой компенсации разгрузка по реактивной мощности является наилучшей. Недостатком данного способа компенсации является неполное использование конденсаторных батарей, так как при отключении приемника отключается и его конденсаторная батарея.

Индивидуальная компенсация может быть рекомендована для потребителей, являющихся постоянными потребителями реактивной мощности: двигатели, индукционные печи и т. д. Вопрос о выборе способов компенсации решается на основании технико-экономических расчетов. Чаще всего на промышленных предприятиях применяют групповую, реже индивидуальную компенсацию. Так как графики нагрузки отдельных потребителей, цехов и всего предприятия не остаются постоянными в течение суток, изменяется и потребляемая реактивная мощность как отдельных потребителей, так и всего предприятия. В связи с этим изменяется и потребность в реактивной мощности, вырабатываемой конденсаторными батареями.

Следовательно, работа всех конденсаторных установок при уменьшении нагрузки промышленного предприятия является неэкономичной, так как приводит к увеличению потерь. Кроме того, работа конденсаторов в ночное время на предприятиях, работающих в две смены, повышает напряжение в сети, что может привести к сокращению срока службы конденсаторов и другого электрооборудования. Поэтому для обеспечения экономической работы конденсаторных батарей и всего промышленного предприятия отказываются от установки нерегулируемых конденсаторных батарей и применяют устройства, обеспечивающие автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей. Регулирование может быть одноступенчатым и многоступенчатым.

При одноступенчатом регулировании мощности конденсаторных установок при уменьшении нагрузки происходит автоматическое отключение всей конденсаторной установки. При многоступенчатом регулировании мощности конденсаторной установки происходит автоматическое включение или отключение отдельных батарей или секций, каждая из которых снабжена своим выключателем.

При выборе мощности компенсирующих устройств, способа и ступеней автоматического регулирования учитывают, что дробление мощности приводит к значительному увеличению коммутационной аппаратуры и усложнению схемы. Поэтому при напряжениях до 1 кВ рекомендуют применять комплектные конденсаторные установки серий ККУ-0,38 и ККУ-0,38-Н, серийно выпускаемые отечественной промышленностью на номинальную мощность 80, 160, 280 квар без управляемых секций и 80(1), 165(2), 250(3), 330(4), 415(5), 500(6) квар – с управляемыми секциями (количество секций указано в скобках). При напряжении 6 кВ применяют комплектные конденсаторные установки типа КУ-6 на номинальную мощность 330, 420, 500 квар и при напряжении 10 кВ – установки типа КУ-10 на номинальную мощность 330, 400, 500 квар. Кро-

ме того, широко используют конденсаторные установки напряжением до 1 кВ, поставляемые из ГДР на номинальную мощность 140 – 960 квар и ПНР на номинальную мощность 80 – 560 квар с различными ступенями регулирования.

Регулирование мощности конденсаторных установок производят в зависимости от напряжения в точке присоединения конденсаторов, тока нагрузки данного объекта, направления реактивной мощности в линии, связывающей предприятие с внешней сетью, а также от времени суток. Кроме того, применяют комбинированные схемы, использующие несколько факторов. Ниже рассмотрены принципиальные схемы регулирования мощности конденсаторных установок.

**Автоматическое регулирование мощности конденсаторной установки по напряжению на шинах подстанции.** Когда для потребителей промышленных предприятий требуется обеспечить минимальное отклонение рабочего напряжения от номинального, целесообразно регулировать мощность конденсаторной батареи в зависимости от напряжения на шинах подстанции. При этом конденсаторные установки наряду с основной функцией – повышением коэффициента мощности предприятия – используют также (в сочетании с другими средствами) для регулирования напряжения, так как при снижении напряжения на шинах подстанции мощность конденсаторной батареи уменьшается пропорционально квадрату напряжения.

Мощность однофазной конденсаторной батареи выражают зависимость, квар, $Q_б = \omega C U^2$, где $\omega$ – угловая частота; $C$ – емкость батареи, Ф; $U$ – линейное напряжение, кВ. Регулирование мощности конденсаторных батарей осуществляют ступенями; следовательно, регулирование напряжения также будет осуществляться не плавно, а ступенями. Регулирование напряжения конденсаторами экономично и целесообразно в том случае, если оно связано с повышением коэффициента мощности. Регулирование, связанное с увеличением перетоков реактивной мощности в питающих линиях, и, следовательно, с увеличением потерь в них, неэкономично.

В часы минимальной нагрузки, когда напряжение высокое, наличие конденсаторных батарей приводит к еще большему повышению напряжения и увеличению потерь. Для поддержания на шинах подстанций номинального напряжения конденсаторные батареи полностью или частично отключают при повышении напряжения сверх допустимого

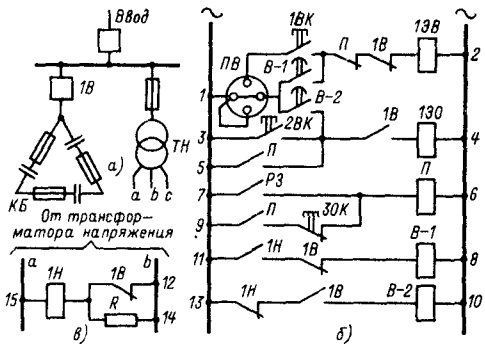



Рис. 16.52. Схема автоматического одностороннего регулирования мощности конденсаторной батареи по напряжению:

*а* – схема подключения конденсаторной батареи к шинам подстанции; *б* – цепи управления, защиты и автоматики конденсаторной батареи; *в* – цепи трансформатора напряжения

значения, а при понижении напряжения – включают.

Принципиальная схема одноступенчатого автоматического регулирования мощности конденсаторной батареи по напряжению (рис. 16.52). В качестве пускового органа схемы используют реле минимального напряжения, имеющее один замыкающий и один размыкающий контакты. При понижении напряжения на подстанции ниже заданного предела реле *1Н* срабатывает (цепь *12–15*) и замыкает свой размыкающий контакт *1Н* в цепи реле *В-1* (цепь *8–11*). Реле *В-1* с заданной выдержкой времени замыкает свой замыкающий контакт в цепи электромагнита включения выключателей (цепь *1–2*) и выключатель автоматически включается. При повышении напряжения на шинах подстанции выше предельного значения реле *1Н* возвращается в исходное положение, размыкает свой контакт *1Н* в цепи реле *В-1* (цепь *8–11*) и замыкает свой размыкающий контакт *1Н* в цепи реле *В-2* (цепь *10–13*). Реле *В-2* срабатывает и с заданной выдержкой времени отключает выключатель *1В* (цепь *1–4*). Конденсаторная батарея отключается. Для отстройки от кратковременного повышения и понижения напряжения включение и отключение выключателя происходит с выдержкой времени, осуществляемой реле *В-1* и *В-2*. Для отключения конденсаторной батареи от защиты предусмотрено промежуточное реле *П* (цепи защиты условно показаны одним замыкающим контактом

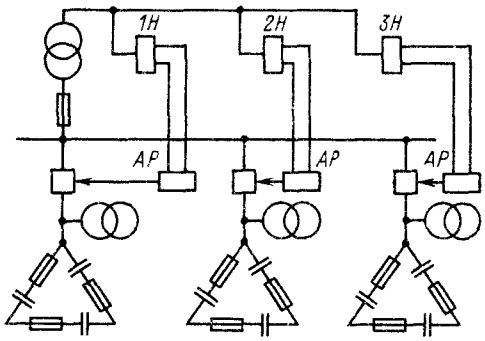



Рис. 16.53. Принципиальная схема многоступенчатого автоматического регулирования по напряжению несколькими конденсаторными установками

*РЗ*). При действии защиты реле *П* срабатывает и в зависимости от положения выключателя осуществляет отключение выключателя (цепь *4—5*), если он включен, или предотвращает включение выключателя на КЗ размыканием размыкающего контакта *П* в цепи *1—2*.

Принципиальная схема многоступенчатого автоматического регулирования по напряжению нескольких конденсаторных установок (рис. 16.53). Напряжение срабатывания пускового реле для каждой ступени выбирают в зависимости от заданного режима напряжения в сети.

**Автоматическое регулирование мощности конденсаторной установки по току нагрузки.** На подстанциях, питающих потребителей, нагрузка которых сильно изменяется в течение суток, причем изменение нагрузки сопровождается соответствующими изменениями реактивной мощности, регулирование мощности конденсаторной батареи осуществляют в зависимости от тока нагрузки.

Принципиальная схема многоступенчатого регулирования мощности конденсаторной установки по току нагрузки (рис. 16.54). Регулирование мощности конденсаторной батареи производят двумя токовыми реле, включенными в одну фазу (реле *1Т*, *2Т* или *3Т*, *4Т*) с соответствующими уставками тока срабатывания (этот способ регулирования применяют при равномерном распределении нагрузки по фазам). Одно из этих реле (*1Т* или *3Т*) включает свою батарею при росте нагрузки, а другое (*2Т* или *4Т*) ее отключает при снижении нагрузки. Уставки срабатывания реле тока выбирают, например, следующим образом:

для *КБ-1*

$$I_{с.р1Т} = 5 \text{ А}; \quad I_{с.р2Т} = 4 \text{ А};$$

для *КБ-2*

$$I_{с.р3Т} = 4 \text{ А}; \quad I_{с.р4Т} = 3 \text{ А}.$$

Схема работает следующим образом. При нагрузке на подстанции, меньшей уставки срабатывания реле *1Т* и *3Т*, конденсаторные батареи *1* и *2* отключены. Если нагрузки соответствуют уставкам реле *2Т* и *4Т*, то эти реле сработают и замкнут свои замыкающие контакты соответственно в цепях реле *2П* и *4П* (цепи *8—11* и *108—111*). Однако реле *2П* и *4П* не сработают и включения не произойдет, так как контакты выключателей *1В* и *2В* в этих цепях разомкнуты. При повышении нагрузки до значения, соответствующего току срабатывания реле *3Т*, оно срабатывает и замыкает цепь *108—113*. Реле *4П* срабатывает и замыкает свой контакт *4П* в цепи *110—115*. Реле *В-3* получает питание, с заданной выдержкой времени замыкает свой замыкающий контакт в цепи катушки включения выключателя *2В* (цепь *101—102*), и конденсаторная батарея *2* включается.

При дальнейшем росте нагрузки срабатывает реле *1Т* и через промежуточное реле *2П* и реле времени *В-1* включает выключатель *1В*. При уменьшении нагрузки до значения уставки реле *2Т* размыкает свои контакты в цепи реле *2П* (цепь *8—11*), которое в свою очередь включает реле *В-2* (цепь *12—17*). Реле *В-2* с заданной выдержкой времени замыкает свои контакты в цепи отключения выключателя *1В* (цепь *1—4*), и выключатель *1В* отключается. При дальнейшем уменьшении нагрузки до значения срабатывания реле *4Т* отключается выключатель *2В*. Для отстройки от кратковременных колебаний нагрузки включение и отключение выключателей *1В* и *2В* происходят с выдержкой времени, обеспечиваемой реле времени *В1 — В4*. Отключение выключателей от защиты и предотвращение включения выключателей на неустранившееся КЗ происходит так же, как и в схеме рис. 16.52.

Схема автоматического регулирования мощности конденсаторной батареи по току нагрузки с использованием бесконтактных элементов (рис. 16.55). В качестве датчика в этой схеме используют специальную катушку индуктивности *L*, которую располагают вблизи одной фазы шин. При малой нагрузке напряжение на конденсаторе $C_2$ также мало, мало напря-

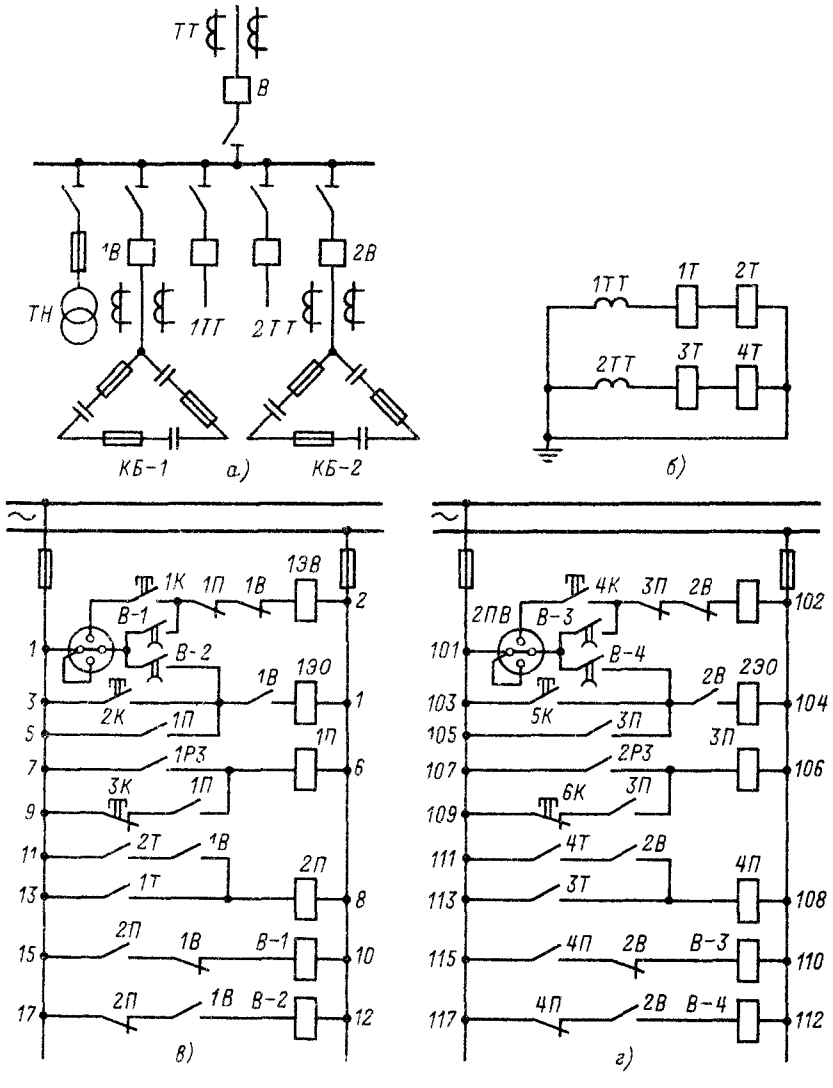



**Рис. 16.54. Принципиальная схема многоступенчатого автоматического регулирования мощности конденсаторной батареи по току нагрузки:**

*а* – **схема подключения конденсаторных батарей к шинам подстанции;** *б* – токовые цепи ввода для запуска автоматического регулирования конденсаторных батарей, *в* – цепи управления, защиты и автоматики конденсаторной батареи КБ-1; *г* – цепи управления защиты и автоматики конденсаторной батареи КБ-2

жение и на делителе напряжения; транзистор $T_1$ закрыт, а $T_2$ открыт. Катушка *1Р* находится в притянутом состоянии. При возрастании тока нагрузки напряжение на $C_2$ увеличивается с выдержкой времени, определяемой постоянной времени контура τ. При достижении определенного значения напряжения на $C_2$ напряжение, подаваемое на $T_1$ через делитель напряжения и потенциометр, становится достаточным, чтобы открыть $T_1$; $T_2$ при этом закрывается, катушка *1Р* отпадает и размыкающий контакт *1Р* в цепи *1П* закрывается. Реле *1П* срабатывает, закрывает свой контакт в цепи катушки $Л_1$, и конденсаторная батарея включается.

**Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок по направлению реактивной мощности.** Способ регулирования

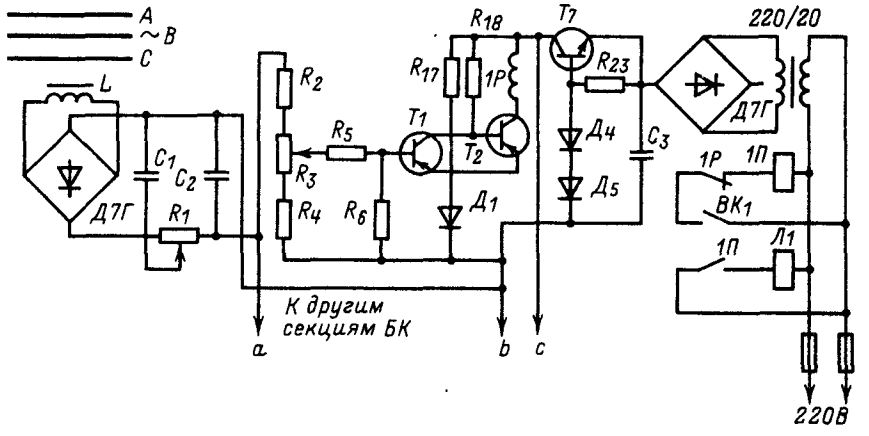



Рис. 16.55. Схема автоматического регулирования мощности конденсаторной батареи по току нагрузки с использованием бесконтактных элементов:

*L* – датчик, представляющий собой специальную катушку индуктивности, располагаемую рядом с одной фазой, к которой подключена батарея; *Д7Г* – мост, состоящий из четырех диодов; $C_1$, $C_2$ – конденсаторы; $R_1$ – потенциометр, через который заряжается конденсатор $C_2$; $T_1$, $T_2$ – транзисторы; $Д_1$ – стабилитрон; $R_2$, $R_3$, $R_4$ – делители напряжения; *1Р* – исполнительное реле; *1П* – промежуточное реле; $Л_1$ – линейный контактор, через контакты которого подключается конденсаторная батарея; $ВК_1$ – переключатель

мощности конденсаторных установок по направлению реактивной мощности не получил широкого применения, поскольку он не всегда соответствует экономичному режиму работы промышленного предприятия. Так, например, при максимальной нагрузке

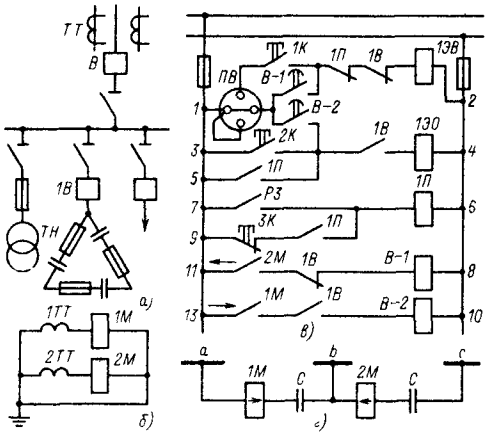



Рис. 16.56. Схема одноступенчатого автоматического регулирования мощности конденсаторной батареи по направлению реактивной мощности:

*а* – схема подключения конденсаторной батареи к шинам подстанции; *б* – токовые цепи ввода для запуска автоматического регулирования конденсаторной батареи; *в* – цепи трансформатора напряжения

промышленного предприятия, когда должны быть включены конденсаторные установки, возможны перетоки реактивной мощности от потребителя к системе и отключение части конденсаторных батарей, что является крайне нежелательным. Обычно этот способ регулирования может быть применен только на удаленных тупиковых подстанциях.

Схема автоматического регулирования мощности конденсаторной батареи по направлению реактивной мощности (рис. 16.56). Для контроля направления реактивной мощности необходимо иметь реле, вращающий момент которого соответствовал бы зависимости

$$M_{вр} = kUI \sin \varphi,$$

где $k$ – коэффициент пропорциональности; $U$ и $I$ – напряжение и ток, подведенные к зажимам реле; $\varphi$ – угол сдвига между напряжением и током. В качестве таких реле в схеме используют реле мощности типа ИМБ-171/1 (*1М* и *2М*), которые из косинусных перестраивают в синусные путем включения последовательно с обмоткой напряжения реле *1М* и *2М* емкости, равной 9 мкФ. Под воздействием вращающего момента реле *1М* замыкает свой контакт при направлении реактивной мощности от подстанции к системе, а реле *2М* – при направлении реактивной мощности от системы к подстанции.

При отстающем коэффициенте мощности, когда реактивная мощность имеет на-

правление от системы к подстанции, реле *2М* замыкает свои контакты в цепи *8 – 11*, реле *В-1* срабатывает и с заданной выдержкой времени замыкает свой контакт в цепи *1 – 2*. Выключатель *В* включается. Если конденсаторная батарея вырабатывает больше реактивной мощности, чем это требуется для потребителей подстанции, то реактивная мощность будет иметь направление от подстанции к системе. При изменении направления реактивной мощности реле *2М* размыкает контакты, а реле *1М*, наоборот, замыкает контакты в цепи *10 – 13*, реле *В-2* срабатывает, замыкает контакт в цепи *1 – 4* и выключатель *1В* отключается. Для предупреждения включения и отключения конденсаторной батареи при кратковременном изменении направления реактивной мощности устанавливают реле времени *В-1* и *В-2* с большой выдержкой времени. При срабатывании защиты схема работает так же, как и схема на рис. 16.52.

**Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок по** $\cos\varphi$

Схема автоматического регулирования мощности конденсаторных батарей по $\cos\varphi$ (рис. 16.57). В качестве датчиков при этом способе регулирования используют фазометр со специальным приспособлением с использованием фоторезисторов, дающих импульсы на включение или отключение реле *1П* или *2П* (подробно описание этого прибора и его схема приведены в [87]).

Значение $\cos\varphi$, по которому регулируют схему, выбирают в зависимости от конкретных условий. Предположим, что для рассматриваемой установки заданное значение $\cos\varphi$ должно находиться в пределах от $\cos\varphi_1$ до $\cos\varphi_2$. Схема работает следующим образом. При значениях $\cos\varphi < \cos\varphi_1$ срабатывают реле *1П* и *2П* и замыкают свои замыкающие контакты в цепи реле времени *1В*. Реле срабатывает и с заданной выдержкой времени замыкает свой контакт в цепи контактора *1Л*. Контактор *1Л* срабатывает, замыкает свои контакты в цепи конденсаторной батареи *1* (КБ-1) и одновременно замыкает свой вспомогательный контакт в цепи реле *3В*, которое с заданной выдержкой времени замыкает контакт в цепи *2Л*. Включается батарея *2*; в этой же последовательности будет происходить включение всех батарей, пока $\cos\varphi$ не станет равным $\cos\varphi_1$. Когда $\cos\varphi$ станет равным $\cos\varphi_1$, реле *1П* обесточится, но в схеме ничего не изменится, так как катушки контакторов *1Л, 2Л, 3Л* получают питание соответственно через свои контакты и размыкающие контакты реле *2В*,

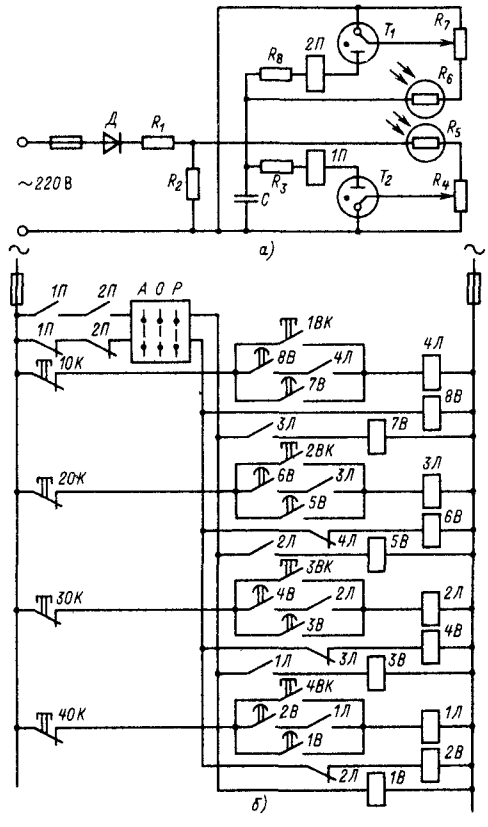



Рис. 16.57. Принципиальная схема регулирования мощности конденсаторной батареи по $\cos\varphi$:

*а* – схема датчика для автоматического регулирования мощности конденсаторной батареи в функции $\cos\varphi$; *б* – развернутая схема многоступенчатого автоматического регулирования; $R_1$, $R_2$ – делитель напряжения, с которого через $Д_1$ выпрямленное напряжение подают на аноды тиратронов $T_1$ и $T_2$, $R_3$, $R_8$ – резисторы, $R_4$, $R_7$ – потенциометры, $R_5$, $R_6$ – фоторезисторы; *1П*, *2П* – промежуточные реле

*4В, 6В, 8В*. Если $\cos\varphi$ превысит значение крайнего верхнего предела $\cos\varphi_2$, то реле *2П* потеряет питание. При этом размыкающие контакты реле *1П* и *2П* замыкаются, подготовляя к включению реле *2В, 4В, 6В, 8В*. Если, например, контактор *4Л* еще не успел сработать, то включается реле *6В* и с заданной выдержкой времени отключает контактор *3Л*, который своими контактами отключит батарею *3*; так последовательно будут отключаться все батареи, пока $\cos\varphi$ не станет меньше или равным верхнему пределу $\cos\varphi_2$.

При значениях $\cos\varphi$ в пределах от $\cos\varphi_1$ до $\cos\varphi_2$ в схеме никаких переключений происходить не будет.

**Схемы автоматического регулирования мощности конденсаторных установок по времени суток** имеют наиболее широкое распространение, так как суточные графики нагрузок промышленных предприятий с установленной технологией меняются очень мало, благодаря чему можно определить точное время включения и отключения конденсаторной батареи. В качестве пускового органа в схемах с автоматическим регулированием мощности конденсаторных батарей по времени суток используют электрические сигнальные часы с 24-часовой программой включения.

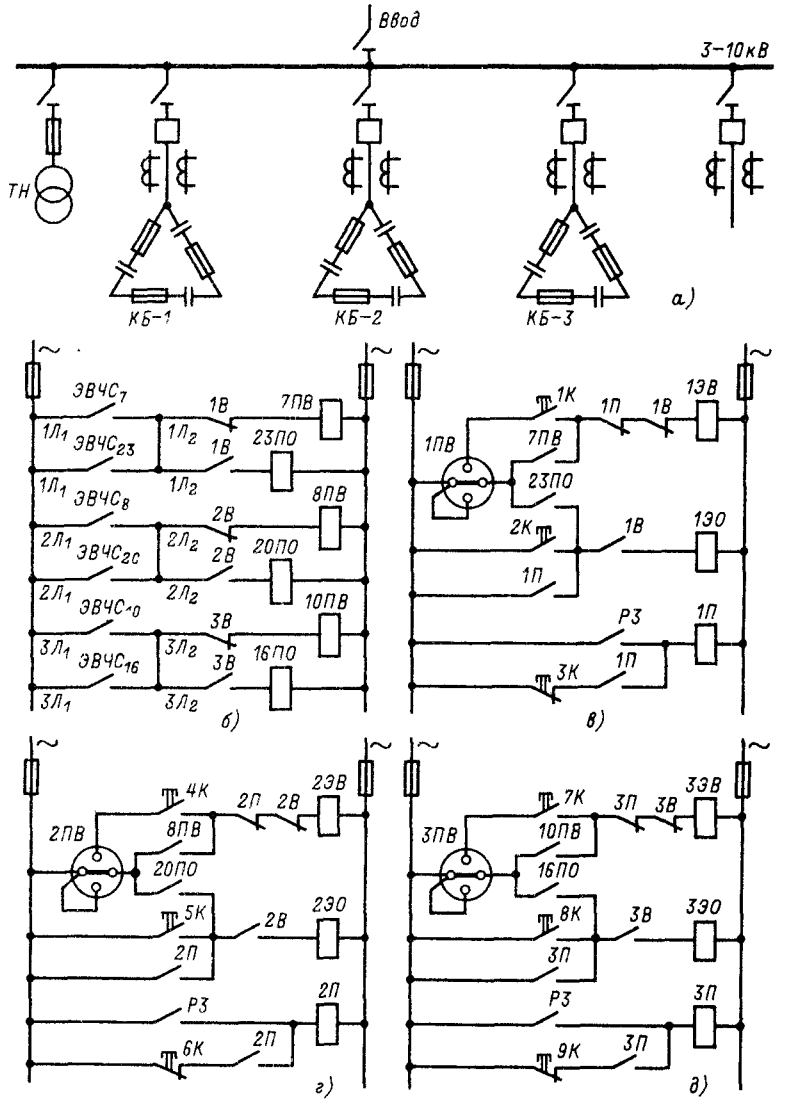



Рис. 16.58. Схема многоступенчатого автоматического регулирования мощности конденсаторной батареи по времени суток:

*а* – схема подключения конденсаторных батарей к шинам подстанции; *б* – цепи запуска автоматического регулирования мощности конденсаторных батарей с помощью электрических сигнальных часов; *в, г, д* – цепи управления, защиты и автоматики соответственно конденсаторных батарей *КБ-1 – КБ-3*

**Принципиальная схема автоматического многоступенчатого регулирования мощности конденсаторных батарей по времени суток (рис. 16.58).** Многоступенчатое регулирование осуществляют с помощью комплекта электрических сигнальных часов, при этом используют три сигнальные цепи. Каждую сигнальную цепь используют для включения и отключения одной батареи конденсаторов. Первую сигнальную цепь используют для включения *КБ-1* в 7 ч и отключения ее в 23 ч, вторую – для включения *КБ-2* в 8 ч и отключения ее в 20 ч, третью – для включения *КБ-3* в 10 ч и отключения ее в 16 ч (время суток взято для примера и зависит от графика нагрузок промышленного предприятия). Таким образом, в часы максимальной нагрузки включены все три батареи. Схема работает аналогично описанным выше с той лишь разницей, что импульсы на включение и отключение выключателя поступают не от реле, а от контактов электрических часов.

**Автоматическое регулирование мощности конденсаторной установки с учетом нескольких факторов.** Схемы автоматического регулирования мощности конденсаторных батарей могут быть одноступенчатыми и многоступенчатыми. Для исключения возможности повторного включения конденсаторной бата-

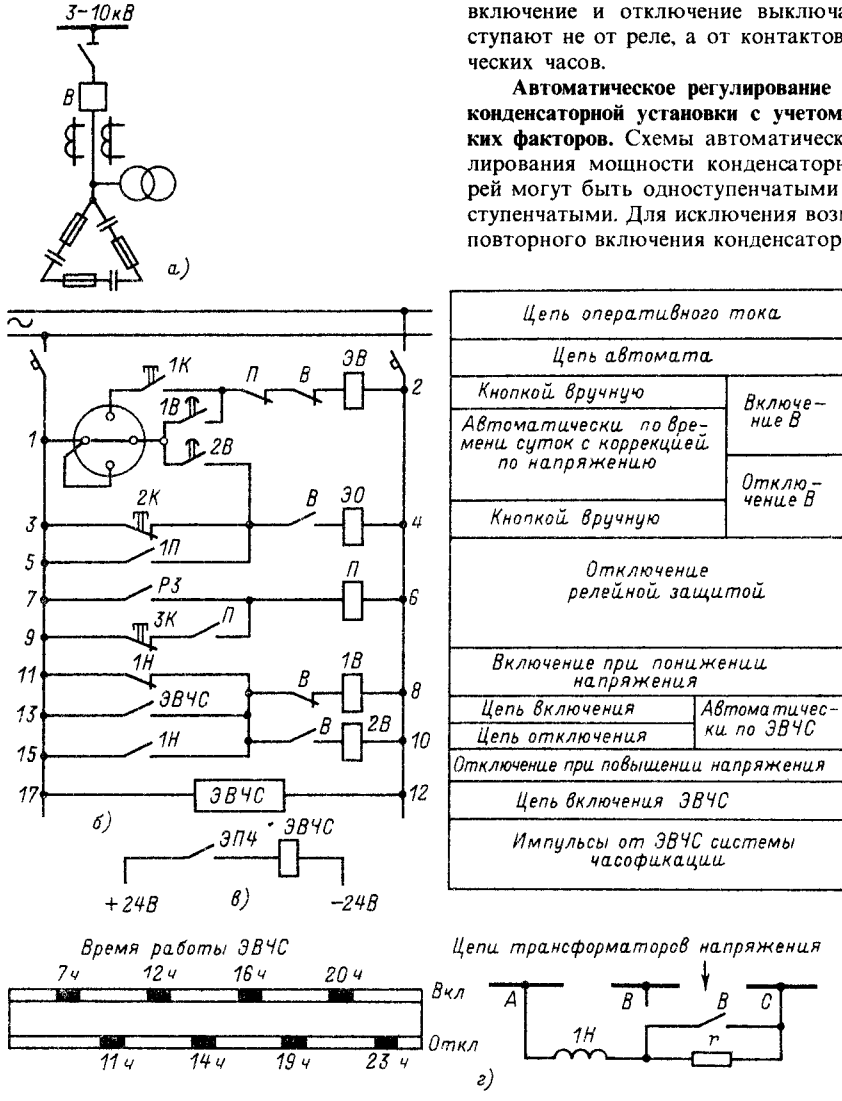



**Рис. 16.59.** Схема одноступенчатого автоматического регулирования мощности конденсаторной батареи по времени суток с коррекцией по напряжению:

*а* – схема подключения конденсаторной батареи к шинам подстанции; *б* – цепи управления, защиты и автоматики конденсаторной батареи; *в* – цепи включения *ЭВЧС*; *г* – цепи трансформаторов напряжения

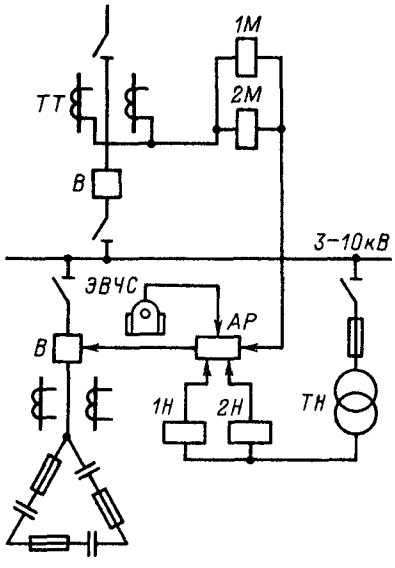



Рис. 16.60. Принципиальная схема комбинированного одноступенчатого регулирования по времени суток, напряжению и направлению реактивной мощности

реи в заряженном состоянии время включения батареи после ее отключения должно составлять не менее 2 – 3 мин, чтобы конденсатор успел разрядиться.

Схема автоматического одноступенчатого регулирования конденсаторной установки по времени суток с коррекцией по напряжению (рис. 16.59). Автоматическое регулирование осуществляют с использованием электрических сигнальных часов *ЭВЧС* и реле минимального напряжения *1Н*. Включение и отключение конденсаторной батареи осуществляют с помощью *ЭВЧС* по программе, заданной по времени суток. Однако в отличие от схемы рис. 16.58 реле минимального напряжения *1Н*, предусмотренное в схеме, вводит коррективы в работу схемы в зависимости от напряжения на шинах подстанции.

Если после включения конденсаторной батареи с помощью *ЭВЧС* (цепи *8–13* и *1–2*) напряжение на шинах подстанции окажется выше номинального, то реле *1Н* отключит конденсаторную установку (цепи *10–15* и *1–4*). Если по заданной программе *ЭВЧС* отключит конденсаторную установку, а напряжение на шинах подстанции окажется ниже номинального, то реле *1Н* снова включит конденсаторную батарею (цепь *8–11*). Отключение конденсаторной батареи происходит с помощью *1Н* в том случае, если напряжение на шинах подстанции повысится, а отключение по заданной программе *ЭВЧС* еще не наступило.

Принципиальная схема автоматического регулирования конденсаторных установок большой мощности по времени суток, напряжению и направлению реактивной мощности (рис. 16.60). Автоматическое включение конденсаторной установки может осуществляться с помощью *ЭВЧС* по заданной программе, при значительном понижении напряжения на шинах подстанции или при направлении реактивной мощности от источника к подстанции. Автоматическое отключение конденсаторной установки осуществляется с помощью *ЭВЧС* по заданной программе или при значительном повышении напряжения на шинах подстанции, или при направлении реактивной мощности от подстанции к источнику электроэнергии. Отключение при направлении реактивной мощности от подстанции к источнику происходит только при наличии на шинах подстанции напряжения. Схема достаточно сложна, и ее применяют для конденсаторных установок большой мощности.

В настоящее время широкое применение для автоматического регулирования мощности конденсаторных батарей получили автоматические регуляторы (АР) типа АРКОН и АРКОН-1. Устройство АРКОН-1 предназначено для многоступенчатого и одноступенчатого регулирования мощности конденсаторных батарей в сетях напряжением до 1 кВ и 6–10 кВ и состоит из командного блока (БК) и программной приставки (ПП).

**Основные технические данные АРКОН-1.** Номинальное напряжение питания БК и ПП 100, 220, 230, 240, 380, 400 и 415 В переменного тока, $f = 50$ Гц; номинальные входные измерительные токи БК 2,5; 3,75; 5А; БК обеспечивает выбор параметра регулирования по напряжению с коррекцией по активной (реактивной) составляющей тока нагрузки или по реактивному току. Уставку параметра регулирования по напряжению настраивают в диапазоне 80–110% номинального измерительного напряжения, уставку параметра регулирования по реактивному току настраивают в пределах 0–60% номинального входного измерительного тока, уставку выдержки времени настраивают в диапазоне от 30 с до 5 мин. Одна ПП позволяет управлять тремя секциями конденсаторных батарей по нормальному единичному току, ко-

мандный блок допускает последовательное соединение не более трех ПП с общим числом регулируемых секций до десяти.

## 16.5. АВТОМАТИЧЕСКАЯ РАЗГРУЗКА ПО ЧАСТОТЕ

Автоматическая разгрузка по частоте состоит в отключении части потребителей при снижении частоты в системе с целью уменьшения нагрузки генераторов электростанций и восстановления нормальной частоты. В системах электроснабжения промышленных предприятий АЧР применяют только по указанию энергосистем.

На промышленных предприятиях устройства АЧР, как правило, действуют на отключение отдельных линий, отходящих с шин ГПП или ГРП предприятия, без выдержки времени. Выдержку времени устанавливают в тех случаях, когда возможно снижение частоты вследствие КЗ или из-за кратковременных перерывов питания при работе устройств АВР и АПВ в пределах системы электроснабжения промышленных предприятий. После снятия питания напряжение сохраняется в течение 0,5 – 1,5 с даже при отсутствии синхронных электродвигателей и компенсаторов за счет накопленной электромагнитной и механической энергии в асинхронных электродвигателях и механизмах. Это явление может вызвать действие устройства АЧР и необоснованное отключение части потребителей. Выдержка времени позволяет исключить ложное действие устройства АЧР.

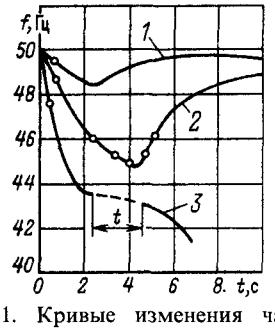



Рис. 16.61. Кривые изменения частоты в зависимости от времени:

*1 – при незначительном дефиците мощности, но* полностью покрываемом имеющимся резервом (не требуется АЧР); *2* – при значительном дефиците мощности (требуется АЧР для предотвращения снижения частоты до критической и последующего ее восстановления; *3* – при большом дефиците мощности и отсутствии АЧР (частота снижается до уровня ниже критической, а затем наступает лавина частоты)

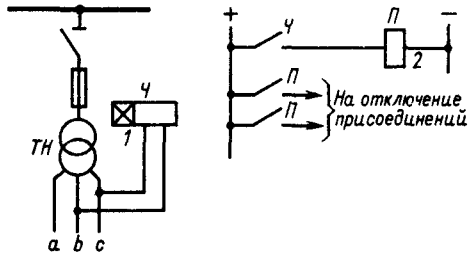



Рис. 16.62. Схема устройства автоматической разгрузки по абсолютному значению частоты:

*1* – реле частоты типа ИВЧ, *2* – промежуточное реле

На рис. 16.61 представлены кривые изменения частоты в зависимости от времени *t*. Из кривых видно, что быстрая разгрузка должна обеспечить предотвращение снижения частоты до критического уровня по условиям возникновения лавины частоты, а последующий подъем частоты 48 – 49 Гц может быть обеспечен АЧР со временем действия в несколько секунд. В табл. 16.2 даны рекомендации Союзтехэнерго для автоматической разгрузки по абсолютному значению частоты. Принципиальная схема АЧР приведена на рис. 16.62.

**Схема автоматической разгрузки по скорости изменения частоты (рис. 16.63).** Уставки для 1-й и 2-й очередей определяют, как ука-

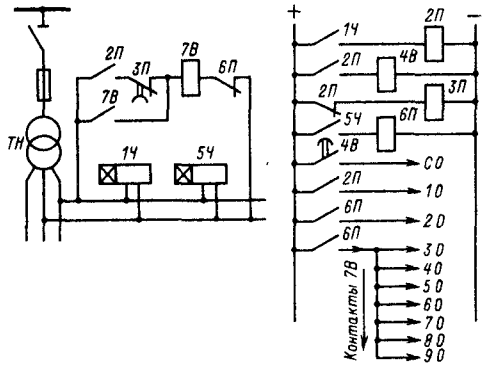



Рис. 16.63. Схема устройства автоматической разгрузки по скорости изменения частоты:

*1Ч, 5Ч* – реле частоты типа ИВЧ; *2П, 6П* – реле промежуточные, один замыкающий контакт переделан на размыкающий; *3П* – реле промежуточное; *4В* – реле времени типа ЭВ-10; *7В* – электродвигательное реле времени специальной конструкции; *1О – 9О* – к отключению соответственно 1 – 9-й очередей; *СО* – к отключению специальной очереди

зано выше. Частоту срабатывания специальной очереди выбирают равной частоте срабатывания 1-й или 2-й очереди, выдержку времени 25 с. В схеме для отключения 3-й и 9-й очередей применяют реле времени специальной конструкции.

Таблица 16.2. **Уставки частоты срабатывания и мощности, отключаемые устройством АЧР**

| № очереди | Уставка, Гц | Выдержка времени, с | Отключаемая мощность, % |
|---|---|---|---|
| **Погрешность реле частоты ±0,15 Гц** | | | |
| 1 | 48 | 0 | 3–4 |
| 2 | 47,5 | 0 | 4–5 |
| 3 | 47 | 0 | 4,5–5,5 |
| 4 | 46,5 | 0 | 5,5–6 |
| 5 | 46 | 0 | 6–6,5 |
| 6 | 45,5 | 0 | 6–6,5 |
| 7 | 45 | 0 | 6,5–6,5 |
| Специальная | 47 | 25 | 3,5–4 |
| Итого | – | – | 39–44 |
| **Погрешность реле частоты 0,15–0,25 Гц** | | | |
| 1 | 48 | 0 | 3–4 |
| 2 | 47,3 | 0 | 4,5–5 |
| 3 | 46,6 | 0 | 5–6 |
| 4 | 45,8 | 0 | 6–7 |
| 5 | 45 | 0 | 7,5–8 |
| Специальная | 47 | 25 | 4–4 |
| Итого | – | – | 30–34 |

Таблица составлена при постоянной времени энергосистемы $T_c = 4 \div 10$ с и коэффициенте регулирующего эффекта нагрузки $k = \Delta P/\Delta T = 1$. При $k = 1$ суммарная отключаемая мощность $p'\% = kP\%$, где $P$ – суммарная отключаемая мощность (% суммарной мощности генераторов питающей системы); $p'\%$ – мощность, отключаемая устройствами АЧР в пределах данного предприятия; определяется энергосистемой. Контакты *3О – 9О* в нормальном состоянии замкнуты металлическим полукольцом. При срабатывании реле полукольцо начинает вращаться и размыкает по очереди контакты *9О – 3О*. Время от момента подачи импульса на реле *7В* до размыкания контакта *3О* составляет 0,5–0,7 $T$ ($T$ – постоянная времени процесса снижения частоты энергосистемы, колеблющаяся обычно в пределах 4–10 с). Время до размыкания контактов *4О – 9О* выбирают по кривой рис. 16.64 в соответствии с требованиями энергосистемы.

При снижении частоты срабатывает реле *1Ч* и подает через реле *2П* импульс на от-

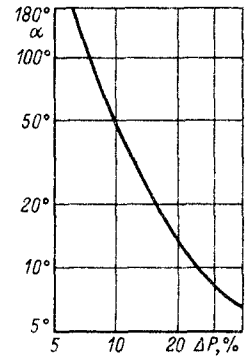



Рис. 16.64. Зависимость угла поворота электродвигательного реле – времени (*7В* на рис. 16.63) от дефицита мощности в системе после отключения 1-й очереди. Длительность поворота на 180° 0,5–0,7 $T$

ключение 1-й и специальной очередей; одновременно запускается реле *7В*. Контактное полукольцо реле *7В* вращается до срабатывания реле *5Ч*. Время от момента срабатывания реле *1Ч* до момента срабатывания реле *5Ч* зависит от дефицита мощности в энергосистеме. При срабатывании реле *5Ч* отключаются 2-я очередь и очереди, контакты которых в реле *7В* остались еще не замкнутыми. Специальная очередь, предназначенная для поднятия частоты до 49–50 Гц, когда отключение остальных очередей не дало результатов, отключается с выдержкой времени 25 с (обесточивается реле *4В*).

**Схемы устройства частотного АПВ.** Когда в энергосистемах небольшой мощности для предотвращения неправильной работы устройства АЧР невозможно повысить быстродействие релейной защиты, применяют частотное АПВ, т. е. производят обратное включение отключившихся потребителей после восстановления частоты.

Схема устройства АПВ после АЧР, выполненная с применением реле типа РПВ-58, приведена на рис. 16.28. На рис. 16.65 представлена схема автоматического включения потребителей после работы АЧР с одним реле частоты (АПВ после АЧР). Если раньше устройство частотного АПВ выполнялось путем установки дополнительного реле частоты, то в данной схеме снижение частоты и ее восстановление фиксируются одним реле частоты (типа ИВЧ с дополнительным выводом) с автоматически перестраивающейся уставкой.

При понижении частоты срабатывает реле *1Ч*, дающее импульс на включение реле *2П*, которое приводит в действие реле *3В*, *4П*

и *5П*. Реле *4П* производит отключение присоединений. Реле *5П* при срабатывании шунтирует часть катушки реле частоты, изменяя тем самым его уставку на более высокую частоту. Кроме того, реле *5П* замыкает свои контакты в цепи обмотки реле *6П* и одновременно обесточивает реле *8П*. При восстановлении частоты до значения, соответствующего новой уставке реле *1Ч*, оно возвращается в исходное положение и обесточивает реле *2П*. Вслед за реле *2П* теряют питание реле *3В*, *4П* и *5П*. При этом через контакт реле *6П* до его отпадания подается плюс на реле *7П*, которое производит включение потребителей.

Если по условию нагрузки к аккумуляторным батареям нельзя подключить все выключатели одновременно, то устанавливают дополнительные реле *8П* и *9П* для 2-й очереди включения потребителей. Для отключения автоматического выключателя при низкой частоте предусмотрен рубильник *Р*. Схема надежна в работе и может найти широкое применение в системах электроснабжения промышленных предприятий, где требуется осуществлять АПВ после АЧР.

В Латвглавэнерго разработана схема устройства АЧР с автоматическим изменением уставки частоты срабатывания реле ИВЧ, основанная на рассмотренном выше принципе. На реостате реле сделаны отпайки, каждая из которых соответствует определенной уставке частоты срабатывания. Путем дешунтирования частей резистора размыкающим контактом промежуточных реле разных очередей уставки реле изменяются ступенями от высшей очереди к низшей.

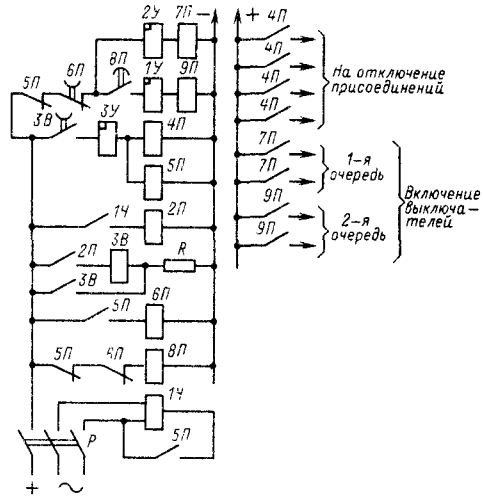



Рис. 16.65. Схема автоматического включения потребителей после действия устройства АЧР с одним реле частоты (АПВ после АЧР):

*1Ч* – реле частоты типа ИВЧ с дополнительным вводом; *2П*, *6П*, *8П* – реле с замедлением на отпадание типа КДР-5М; *3В* – реле времени; *4П*, *5П*, *7П*, *9П* – промежуточные реле; *1У*, *2У*, *3У* – сигнальные реле; *Р* – трехполюсный рубильник

Схема устройства АПВ выключателей с пружинными приводами для присоединений, отключаемых под действием АЧР на оперативном переменном токе, приведена на рис. 16.29 (см. § 16.2).

РАЗДЕЛ СЕМНАДЦАТЫЙ

# ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

## 17.1. ОРГАНИЗАЦИЯ ДИСПЕТЧЕРСКИХ СЛУЖБ

Автоматизация производственных процессов на промышленных предприятиях тесно связана с телемеханизацией и диспетчеризацией. Диспетчеризация представляет собой систему централизованного управления энергоснабжением. Телемеханизация является одним из основных технических средств диспетчеризации. Управление энергоснабжением и контроль за его состоянием осуществляют с диспетчерских пунктов (ДП). На контролируемом пункте (КП) располагают управляемые и контролируемые объекты. В качестве каналов связи при телемеханизации систем промышленного энергоснабжения обычно используют приводные линии (стандартные телефонные каналы), пропускающие спектр частот от 300 до 3400 Гц. Сеть связи промышленного предприятия выполняют комплексной, т. е. единой для телефонной связи, пожарной сигнализации и телемеханизации. В кабелях преду-

сматривают свободные жилы для возможного расширения телемеханизируемой системы.

При эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий существуют два вида организации диспетчеризации:

1) диспетчерское управление, осуществляемое отделом главного энергетика (ОГЭ) промышленного предприятия. При этом главный энергетик выполняет также функции главного диспетчера; функции дежурного диспетчера возлагают на дежурных инженеров подстанции;

2) диспетчерская служба при ОГЭ, имеющая в своем составе главного диспетчера и дежурных диспетчеров, находящихся на ДП.

В соответствии с этим диспетчерское управление системами электроснабжения предусматривают, как правило, одноступенчатым и осуществляют дежурным диспетчерским персоналом. В отдельных обоснованных случаях допускается двухступенчатое диспетчерское управление, предполагающее в отличие от одноступенчатого наличие нескольких ДП, а также подчинение диспетчеров главному диспетчеру центрального диспетчерского пункта (ЦДП).

Для успешного управления энергохозяйством используют средства телемеханизации, к которым относятся устройства телеуправления (ТУ), телесигнализация (ТС), телеизмерения (ТИ), а также источники питания, диспетчерские пульты и пункты.

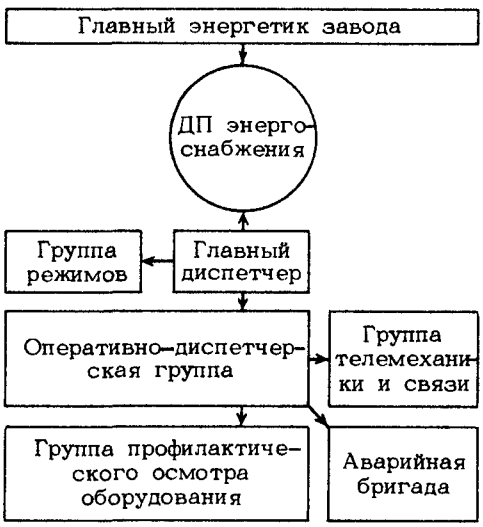



Рис. 17.1. Одноступенчатая схема диспетчеризации энергоснабжения промышленного предприятия

Выбор рациональной структуры диспетчерского управления энергохозяйством промышленного предприятия определяется следующими основными факторами [90]:

а) технологической связью отдельных объектов производства;

б) объемом диспетчеризации (телемеханизируемой) системы и, следовательно, объемом требуемой информации;

в) административно - хозяйственной структурой предприятия и энергохозяйства;

г) расположением объектов диспетчеризации относительно друг друга и ДП;

д) возможностью наиболее оперативного управления и обслуживания объектов диспетчеризации (телемеханизации);

е) условиями надежной и удобной связи с КП.

На рис. 17.1 и 17.2 приведены соответственно одноступенчатая и двухступенчатая схемы диспетчеризации энергоснабжения промышленного предприятия. При одноступенчатой схеме диспетчеризации энергохозяйство промышленного предприятия управлется централизованно из одного ДП. Система диспетчеризации в этом случае имеет небольшой объем информации и подчиняется непосредственно главному энергетику; на ДП обычно устанавливают один диспетчерский щит, общий для всего энергохозяйства предприятия.

При двухступенчатой схеме диспетчеризации отдельными системами энергоснабжения управляют из ДП; ЦДП главного энергетика осуществляет руководство энергохозяйством предприятия в целом. В последнее время на предприятиях ряда отраслей промышленности применяют цеховой принцип диспетчеризации, согласно которому в каждом цехе предприятия создают цеховой диспетчерский пункт для управления энергохозяйством цеха; предусматривают также ЦДП для управления энергохозяйством предприятия в целом.

В штатный состав диспетчерской службы входят начальник диспетчерской службы, сменный диспетчер, помощник диспетчера, специалист по ремонту и проверке устройств телемеханики, персонал аварийных бригад энергохозяйства (мастер и несколько монтеров или слесарей).

Основными задачами диспетчерской службы являются следующие:

1) определение ожидаемой потребности в электроэнергии в разных точках системы и в разные часы суток;

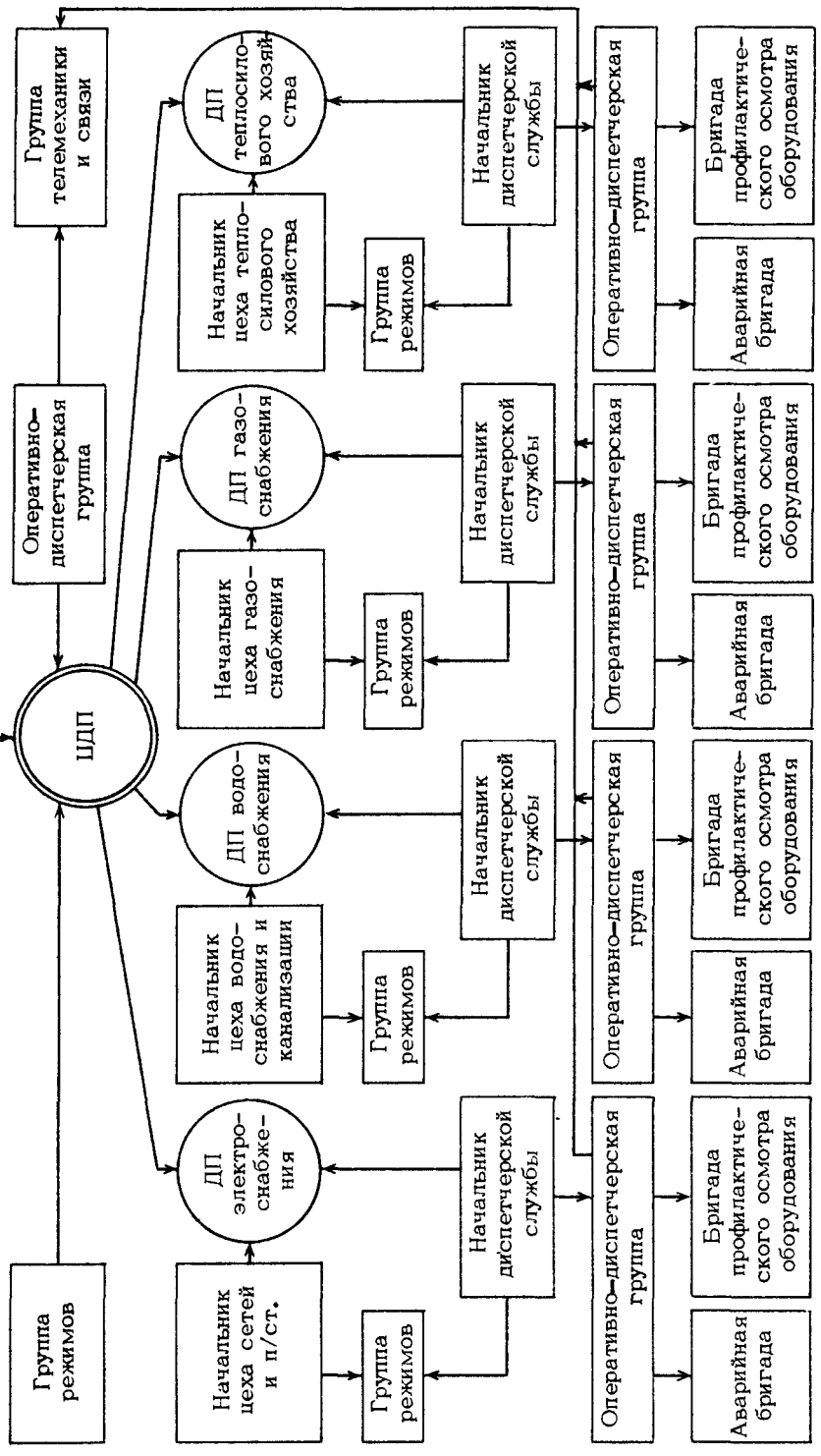



Рис. 17.2. Двухступенчатая схема диспетчеризации энергоснабжения промышленного предприятия

2) рациональное использование энергетических ресурсов данного вида, находящихся в распоряжении предприятия, и определение потребной мощности, получаемой из энергосистемы;

3) обеспечение текущего режима работы системы (распределение нагрузок между отдельными источниками энергии, подстанциями, насосными и т. д., включение необходимого количества рабочих и вывод в резерв отдельных генераторов, трансформаторов, насосов и т. д. на неавтоматизированных установках, установление программы работы агрегатов на автоматизированных установках);

4) регулирование температуры, напряжения, коэффициента мощности и других параметров;

5) необходимые переключения в сети, связанные с локализацией аварий;

6) участие в определении очередности и плановой продолжительности простоев для ремонта, ревизии, реконструкции, испытаний;

7) участие в анализе причин аварий и повреждений, вызвавших нарушение нормальной работы контролируемой системы энергоснабжения.

Для выполнения указанных задач технологический персонал, входящий в состав диспетчерской службы, с помощью технических средств осуществляет централизованный контроль и управление системой, ликвидацию или локализацию аварий (техническая скорая помощь), наблюдение за состоянием телемеханических устройств и обеспечение надежности их работы, а также подготовку материалов, необходимых для анализа работы энергохозяйства.

Телемеханические устройства, используемые для осуществления диспетчеризации, подразделяют на многоканальные и малоканальные. Многоканальные устройства применяют при числе управляемых объектов менее 20 и при расстояниях между ДП и КП до 1,5 км. Эти системы просты, надежны, имеют незначительное время передачи каждого сигнала (0,05—0,2 с). Малоканальные устройства применяют при числе управляемых объектов более 20 и при расстояниях между ДП и КП 1,5 км и более. В этой системе выполняют общую линию для всех объектов, расположенных в одном месте. Время передачи каждого сигнала 3—6 с. Связь между ДП и КП осуществляют по телефону или при помощи средств телемеханики. Во втором случае наличие телефонной связи обязательно.

Для удобства обслуживания, для измерения различных параметров в одной системе энергоснабжения целесообразно использовать единую систему ТИ. Средства телемеханики позволяют передавать на ДП большое количество измерений различных технологических параметров, однако при этом значительно увеличивается потребное число линий связи и приемных приборов. Для сокращения числа линий связи и приборов применяют телеизмерения по вызову. В этом случае для пердачи всех измерений с одного КП используют одну линию связи, а подключение соответствующего датчика измерения к этой линии производят по вызову диспетчера с помощью устройств телемеханики.

В телемеханических устройствах, где ТИ осуществляют непрерывно, циклически, по одной линии связи, значение каждой измеряемой величины за период цикла передачи фиксируется в специальном запоминающем узле, предусмотренном в диспетчерском комплекте устройства телемеханики. При этом подключение приемного измерительного прибора к требуемой точке измерения производит диспетчер по выбору путем присоединения этого прибора к соответствующей ячейке запоминающего узла (памяти).

На автоматизированных и телемеханизированных объектах предусматривают местное управление для возможности ремонта, ревизии оборудования и т. д.

Диспетчерское управление автоматизированной системой энергоснабжения промышленного предприятия, оснащенного современными средствами телемеханики, обеспечивает:

1) централизацию контроля и управления;

2) повышение оперативности управления и контроля за работой сооружений и сетей;

3) установление оптимального режима работы оборудования и сетей;

4) повышение надежности снабжения потребителей различными видами энергии;

5) сокращение дежурного персонала на отдельных объектах;

6) сокращение числа аварий и более быструю ликвидацию их последствий.

## 17.2. ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ЩИТЫ И ПУЛЬТЫ

К техническим средствам, используемым для централизованного диспетчерского контроля и управления, кроме средств связи, телемеханических устройств сбора и передачи информации, устройств автоматического контроля относят также диспетчерские щиты

и пульты. Щиты и пульты применяют для размещения приборов контроля, других средств индикации и автоматизации и органов управления.

По конструктивному исполнению различают щиты шкафные, шкафные малогабаритные, панельные с каркасом, панельные плоские, панельные малогабаритные, пульты отдельностоящие, приставные, с вертикальной приборной приставкой, с наклонной приборной приставкой.

По назначению различают щиты и пульты оперативные (контроля и управления) и щиты вспомогательных устройств [95]. Оперативные щиты и пульты разделяют на щиты и пульты централизованного контроля и управления (цехом, участком, предприятием) и щиты местного контроля и управления (для отдельных механизмов и параметров). Щиты и пульты централизованного контроля и управления устанавливают в специальных пунктах управления, например в диспетчерских помещениях или производственных цехах. Размещение щитов вспомогательных устройств определяется связями этих устройств с оперативными щитами, расходом соединительных кабельных и трубных проводок, условиями окружающей среды.

На диспетчерском щите телемеханизированного ДП показывают условное графическое изображение технологического процесса системы энергоснабжения (однолинейная схема контролируемой системы или процесса). Эту схему называют мнемонической, и она представляет собой информационную модель контролируемого объекта (процесса). Мнемоническую схему выполняют с помощью символов оборудования, механизмов и их взаимных связей. Иногда на диспетчерском щите показывают особо важных потребителей, оказывающих влияние на состояние схемы в отношении потребляемой энергии и поддержания коэффициента мощности. На диспетчерском щите обычно указывают места осуществляемых ТИ по вызову и постоянных, а также общие и индивидуальные сигналы в соответствии с принятым объемом телемеханизации.

Применяют два вида диспетчерских щитов: мимические и световые. На мимических щитах положение коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей и др.) отражают с помощью мимических символов. Сигнализацию положения контролируемого коммутационного аппарата на мимическом щите выполняют с помощью поворотных элементов (символов), в качестве которых используют специальные ключи с встроенной в них лампой. В качестве символов для сигнализации положения редко переключаемого или вспомогательного оборудования применяют поворотные указатели, не имеющие электрических цепей. Эти указатели диспетчер поворачивает вручную по телефонному сообщению с КП.

При возникновении несоответствия между положением символа на диспетчерском щите и действительным положением аппарата, изображенного этим символом, внутри символа загорается и начинает мигать сигнальная лампа. Переводом символа в положение, соответствующее новому положению аппарата, поступивший сигнал квитируется, лампа гаснет, а символ теперь отражает новое положение контролируемого аппарата. Мимические символы, совмещенные с ключами управления и квитирования, общие световые сигналы и мнемонику располагают на щите. Ключи вызова, ТИ, приемные приборы ТИ и световые табло номератора располагают на пульте управления. Номератор с помощью световых табло извещает диспетчера о номере панели диспетчерского щита, на которую пришла очередная известительная информация.

На световых щитах положение коммутационных аппаратов отражают с помощью световых символов (сигнальных ламп). На щите кроме световых символов находятся также общие световые сигналы и мнемоника. Ключи управления, квитирования, вызова ТИ, приемные приборы ТИ и световые табло номератора располагают на пульте управления. На световых щитах сигнализацию осуществляют с помощью сигнальных ламп или световых табло. Для двухпозиционных объектов, каким обычно является оборудование в системах энергоснабжения, принято, что включенное положение оборудования сигнализируется красным светом, отключенное – зеленым. Положение несоответствия на световом щите фиксируется миганием освещения символа (табло) или лампы того света, который отражает прежнее положение оборудования. Для световых щитов используют общее квитирование сигнализации, т. е. все сигналы, относящиеся к одному КП, квитируют одной общей кнопкой, расположенной на пульте диспетчера. Для телеуправляемого оборудования используют индивидуальное квитирование. В нормальном положении световой диспетчерский щит погашен, и включение и отключение освещения всех символов щита производит диспетчер. При возникновении на щите положения несоответствия освещение символов происходит автоматически. Причем осве-

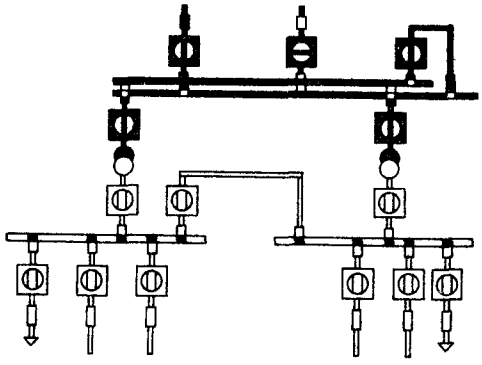


Рис. 17.3. Планшет с мнемосхемой подстанции

щаются все символы того КП, где произошло изменение положения оборудования.

При появлении несоответствия на щите (световом или мимическом) включаются лампа несоответствия, общая для каждого КП, и звуковой сигнал Правильность вызова ТИ на мнемонической схеме диспетчерского щита в каждой точке измерения контролируется сигнальной лампой, которую включают нажатием на пульте соответствующей кнопки или поворотом ключа вызова ТИ.

На промышленных предприятиях применяют в основном мимические диспетчерские щиты.

Диспетчерские щиты по способу их выполнения делят на планшетные и мозаичные. Щиты планшетного типа состоят из отдельных планшетов, на которых размещают схемы объектов (насосных, компрессорных и т. п.) и наносят мнемонические схемы объектов. На рис. 17.3 показан планшет с мнемосхемой подстанции.

Щиты мозаичного типа состоят из отдельных ячеек, в которые встраивают ключи, кнопки, лампы, мнемонические символы оборудования. Для объектов, схемы которых подвержены частым изменениям, наиболее приемлемы щиты мозаичного типа. Эти щиты требуют большей площади, чем щиты планшетного типа. На большинстве промышленных предприятий в системах диспетчерского управления установлены щиты планшетного типа, на каждом из которых указывают, куда или откуда подходит соединительная линия; соединение схем между отдельными планшетами необязательно.

Внешние соединения от полукомплектов телемеханики к щиту и пульту управления обычно выполняют телефонным кабелем.

Типоразмеры щитов и пультов определяют с учетом их назначения, количества и характера средств, устанавливаемых с фасадной и монтажной сторон, места установки и окружающих условий [95]

Стандартные щиты и пульты систем автоматизации применяют для установки в закрытых помещениях (например, в специальных щитовых) при отсутствии в окружающем воздухе агрессивных газов, пара, токопроводящей пыли, а также магнитных полей и вибрации. Шкафные (защищенные) щиты применяют для установки в производственных помещениях.

Щиты без пультов применяют при установке на них небольшого количества приборов с переключателями и органов управления нечастого использования. Отдельно стоящие пульты применяют в тех случаях, когда по характеру производственного процесса требуется постоянное управление или частое вмешательство диспетчера в ход процесса.

Диспетчерские щиты оборудуют малогабаритной аппаратурой специального исполнения, работающей на пониженном напряжении (24 – 60 В), что позволяет при небольших размерах щитов изображать на них схемы целых систем энергоснабжения с большим количеством командно-квитирующей и сигнальной аппаратуры.

## 17.3. ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ПУНКТЫ И ИХ КОМПОНОВКА

Диспетчерский пункт представляет собой совокупность помещений, откуда дежурный персонал руководит работой контролируемого объекта. В состав ДП входят следующие помещения:

1) диспетчерская – место размещения диспетчерского щита и пульта управления, где постоянно находятся дежурный диспетчер и его помощник;

2) аппаратная – место размещения аппаратуры ДП, не требующей постоянного наблюдения со стороны дежурного персонала (панели питания, печатающая аппаратура, устройства телемеханики и др.);

3) релейная мастерская – место производства мелкого ремонта и наладки аппаратуры ДП;

4) вспомогательные служебные помещения (лаборатория для испытания телемеханических устройств, комната для ремонтных бригад, кладовая, комната отдыха и др.)

Основным моментом при компоновке ДП является взаимное расположение диспет-

черской и аппаратной. С целью сокращения площади ДП и расхода кабелей целесообразно аппаратуру ДП размещать за диспетчерским щитом, который при такой компоновке отделяет диспетчерскую от аппаратной. Данное решение целесообразно при небольшом диспетчерском щите и незначительном количестве телемеханических устройств, размещенных за ним. Для ДП крупных производственных комплексов диспетчерскую и аппаратную размещают в разных помещениях. Релейную мастерскую, как правило, располагают рядом с аппаратной.

При компоновке ДП исходят из следующих требований: удобство доступа во все помещения, удобство транспортировки и монтажа оборудования, удобство коммутации соединений между отдельными элементами оборудования. При этом учитывают взаимное расположение ДП и других служб. Так, при размещении ДП в одном здании с другими службами вспомогательные помещения ДП и этих служб всегда, когда это целесообразно, совмещают.

На рис. 17.4 и 17.5 приведены примеры компоновки соответственно одноэтажного и двухэтажного ДП электроснабжения промышленного предприятия.

По степени надежности питания ДП относят к потребителям I категории. При наличии в контролируемых с этого ДП системах энергоснабжения телеуправляемых потребителей особой категории ДП также считают потребителем особой категории.

Питание телемеханических устройств на ДП осуществляют от источника переменного тока напряжением 380/220 В, а также от выпрямительных устройств с трехфазной схемой питания. В принципиальной электрической схеме питания ДП предусматривают нормальное, резервное и аварийное питание.

Помещения ДП по степени пожарной опасности относят к категории Г, они должны соответствовать первой или второй степени огнестойкости по противопожарным требованиям. Помещения ДП надежно защищают от проникновения в них пыли и газов.

В отношении освещения к помещениям ДП предъявляют специфические требования. Так, диспетчерская должна быть обеспечена естественным освещением. Искусственное освещение выполняют рассеянным с помощью люминесцентных ламп в светильниках, встроенных в конструкцию потолка или помещенных в плафоны с рассеивающим оргстеклом. В аппаратной хорошо освещают

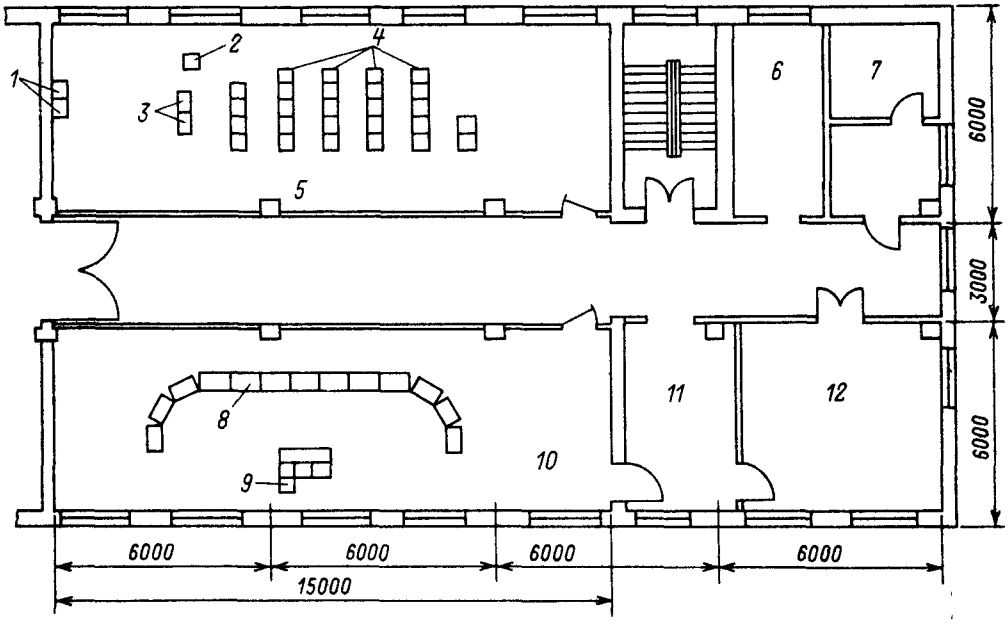



Рис. 17.4. Компоновка ДП электроснабжения промышленного предприятия (одноэтажное исполнение):

*1* – выпрямительное устройство; *2* – устройство связи; *3* – релейные панели; *4* – телемеханические устройства: *5* – аппаратная; *6* – кладовая; *7* – санузел; *8* – диспетчерский щит; *9* – диспетчерский пульт; *10* – диспетчерская; *11* – комната дежурного; *12* – релейная мастерская и лаборатория

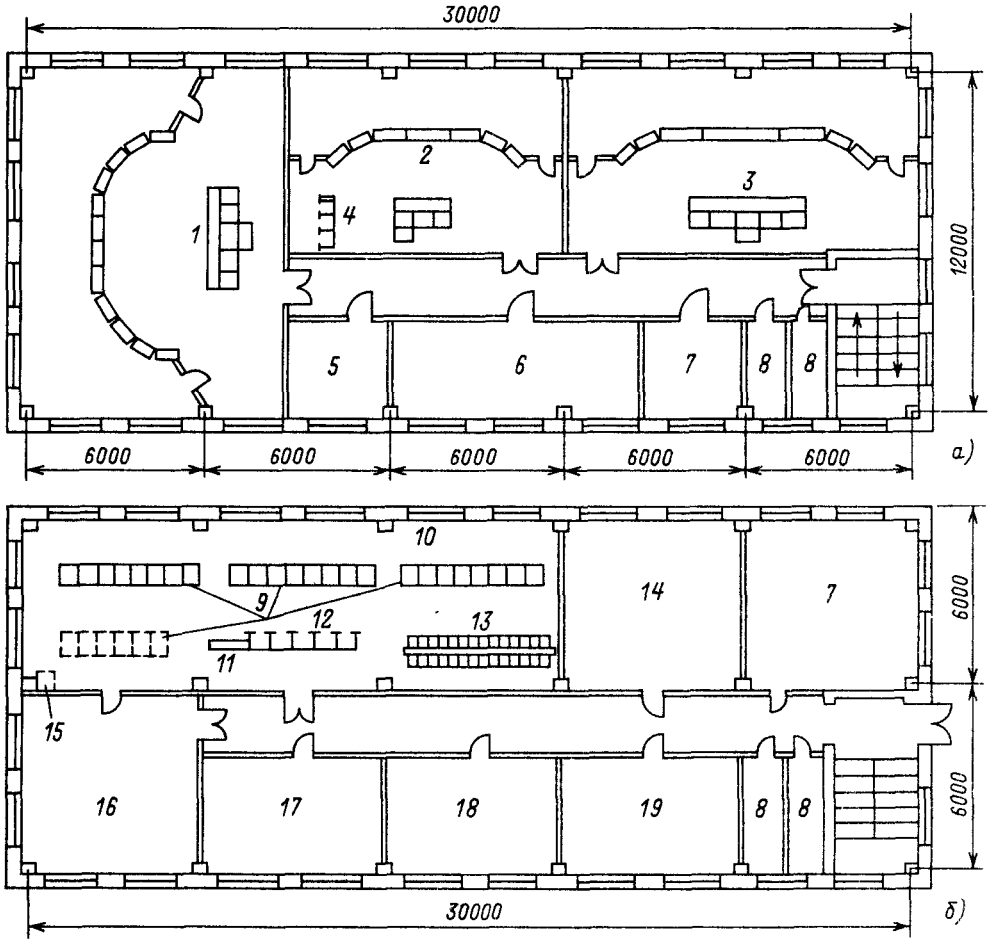



Рис. 17.5. Компоновка ДП электроснабжения промышленного предприятия (двухэтажное исполнение):

*а* – второй этаж; *б* – первый этаж; *1, 2, 3* – диспетчерская соответственно электро-, тепло- и водоснабжения; *4* – панели приборов регистрации; *5* – служебное помещение; *6* – помещение главного диспетчера; *7* – гардероб; *8* – санузлы; *9* – телемеханические устройства ТУ – ТС – ВТИ; *10* – аппаратная; *11* – выпрямительные устройства; *12* – панели питания и сигнализации; *13* – телемеханические устройства ТС; *14* – лаборатория телемеханики; *15* – кросс ввода; *16* – релейная мастерская; *17, 18, 19* – аварийная служба соответственно электро-, тепло- и водоснабжения

проходы между рядами установленных здесь шкафов. Вдоль стен устанавливают настенные светильники. В диспетчерской и аппаратной предусматривают кроме рабочего, также аварийное освещение. На рис. 17.6 в качестве примера приведено освещение диспетчерской с помощью потолочных световых панелей размером 1200 × 1200 мм, каждая из которых оборудована шестью светильниками типа БЛ-5-1 × 40. Для освещения задней стороны диспетчерского щита на стене устанавливают одноламповые светильники типа БЛ-2-1 × 40. Аппаратную обычно освещают светильниками типа ШОД-2 × 40.

Телемеханическое оборудование заземляют в соответствии с ПУЭ. Так, например в аппаратной заземляют каркасы релейных щитов, шкафы выпрямительных устройств и т. д. Если ДП находится на объекте, имеющем специальное заземляющее устройство, заземление телемеханического оборудования, панелей, шкафов и т. д. выполняют путем присоединения к общей магистрали заземления. Если ДП размещается в отдельном по-

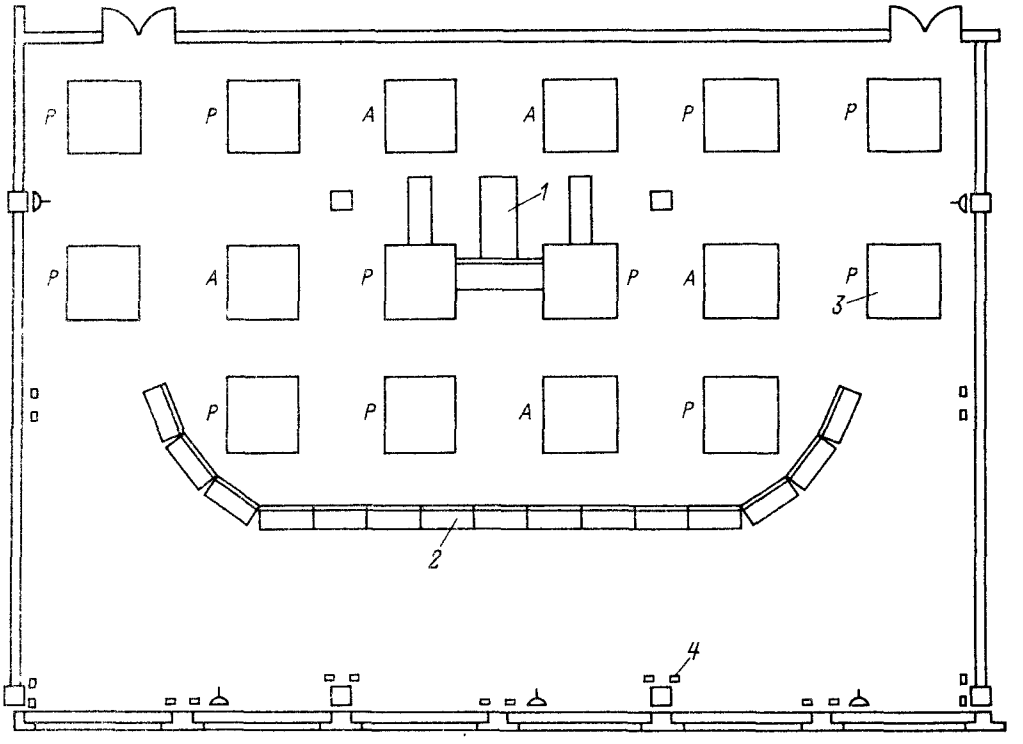



Рис. 17.6. Пример освещения диспетчерской:

*1* – пульт; *2* – щит; *3* – световая панель; *4* – одноламповые светильники; *Р* – рабочий источник питания; *А* – аварийный источник питания

мещении, то для заземления телемеханического оборудования выполняют специальную магистраль заземления, присоединяемую обычно к естественным заземлителям.

## 17.4. ПРИМЕНЕНИЕ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ ТЕХНИКИ В СИСТЕМАХ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Развитие средств и методов управления в промышленной энергетике идет по пути создания систем управления централизованного типа, использующих различные ЭВМ. Примером такой системы может служить автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ). В состав АСДУ входят, как правило, два комплекса технических средств: системы, образующие вычислительные центры обычного типа, и системы реального времени, обслуживающие непосредственно диспетчерский персонал.

Современной формой организации управления являются автоматизированные системы управления (АСУ). Структуру данных АСУ энергоснабжением классифицируют по трем признакам:

1) контроль изменяющихся параметров (напряжения, частоты, тока, расхода электроэнергии и т. д.);

2) контроль состояния включения устройств и аппаратов (выключателей, разъединителей, отделителей, короткозамыкателей, различных блокировок, промежуточных и указательных релейных устройств и т. д.);

3) контроль отклонений параметров по сигналам с датчиков устройств релейной защиты и автоматики и сигналам с датчиков устройств регулирования (напряжения, тока, частоты, коэффициента мощности, освещенности и т. д.).

Сигналы с датчиков, поступающие на ЦДП, разделяют на аналоговые (текущие данные параметров) и дискретные сигналы с датчиков на коммутационной основе. ЦДП предприятия является одной из важных составляющих частей АСУ, базирующейся на научных методах управления и максимально использующей устройства вычислительной

техники для получения, передачи и хранения информации с целью обеспечения оптимального функционирования управляемой системы.

В АСУ предприятиями вычислительные машины устанавливают на ЦДП, а сбор информации производят с помощью автономных систем сбора и устройств автоматической связи с объектом.

В управляющих вычислительных комплексах применяют как универсальные ЭВМ общего назначения, так и специализированные агрегатные средства вычислительной техники (АСВТ), которые наиболее полно удовлетворяют требованиям систем оперативно-диспетчерского управления. АСВТ являются специализированными устройствами, предназначенными для построения управляющих вычислительных комплексов, вычислительных диспетчерских систем и вычислительных центров АСУ различного назначения. Средства АСВТ конструктивно относят к двум группам: АСВТ-Д – комплексы устройств с дискретными компонентами и АСВТ-М – комплексы устройств и моделей на микроэлектронных компонентах. Полный набор устройств АСВТ обеспечивает возможность компоновки управляющих и информационных систем АСУ промышленных предприятий и центров массового обслуживания.

В составе АСУ АСВТ обеспечивают решение задач информационного автоматического контроля и первичной обработки технологической информации, получаемой от различных датчиков, задач оптимального регулирования с выдачей управляющих воздействий на входы регуляторов и исполнительных механизмов, оперативного и диспетчерского управления, технической и технологической подготовки производства, технико-экономического планирования и др. В состав программных АСВТ входят операционная система автоматической организации функционирования комплексов средств, мнемокоды, трансляторы с алгоритмических языков. Разрабатывают также библиотеки проблемно-ориентированных программ для решения задач управления предприятиями, производствами и технологическими процессами.

Важной особенностью построения АСВТ является возможность территориального удаления внешних устройств ввода-вывода, устройств автоматической связи с объектом и с оперативным персоналом от вычислительного комплекса. Это обеспечивается применением унифицированных устройств ранговой связи.

## 17.5. АГРЕГАТНЫЕ СРЕДСТВА ТЕЛЕМЕХАНИЧЕСКОЙ ТЕХНИКИ

Агрегатные средства телемеханической техники (АСТТ) предназначены для передачи оперативно-технологической (ОТИ) и производственно-статистической информации (ПСИ) в системах диспетчерского управления и контроля, а также в системах АСУ территориально разобщенными объектами предприятий различных отраслей народного хозяйства [91]. АСТТ входят в государственную систему промышленных приборов и средств автоматизации (ГСП), представляют собой набор типовых функциональных узлов и блоков, выполненных в основном на интегральных микросхемах, и построенных из них комплексов телемеханических устройств. Эти комплексы обеспечивают передачу и прием информации, простейшую ее обработку на КП и ДП.

Источниками информации на КП являются датчики измеряемых параметров, датчики состояния оборудования, машинные носители информации (например, перфоленты, перфокарты), вычислительные машины, устройства ручного ввода. Источниками информации на ДП являются машинные носители информации, вычислительные машины, пульт, с которого управляют контролируемыми объектами.

Приемниками информации являются:

а) на КП – аппаратура управления объектами, задатчики уставок регуляторам, машинные носители информации, дисплеи и вычислительные машины;

б) на ДП – приборы на щите и пульте диспетчера, машинные носители информации, дисплеи и вычислительные машины.

*При построении АСТТ приняты следующие основные принципы:*

1) разделение во времени передачи различных видов информации путем установления системы приоритетов;

2) адресно-групповой метод передачи информации, позволяющий в широких пределах изменять число КП, виды и объемы передаваемой информации;

3) спорадические методы передачи дискретной и непрерывной информации;

4) построение устройств с учетом специфических особенностей используемых каналов связи;

5) обработка информации с помощью специальных устройств, входящих в АСТТ, и вычислительных машин;

6) унификация конструктивной базы;

7) агрегатирование технических средств;

8) унификация сопряжений.

Использование этих принципов позволяет создать различные по функциональному назначению и техническим характеристикам устройства телемеханики из ограниченного набора функциональных блоков: обеспечить сопряжение изделий АСТТ с другими агрегатными комплексами; сократить объем и сроки разработки устройств телемеханики, а также увеличить серийность производства и уменьшить стоимость телемеханической аппаратуры за счет централизованного производства функциональных блоков и типовых конструкций.

Устройства АСТТ сопрягаются по единому интерфейсу ЕИ-1 с изделиями различных агрегатных комплексов средств ГСП. Применение единого интерфейса обеспечивает возможность стыковки между блоками и устройствами агрегатных комплексов, унификации их связи с другими комплексами (включая вычислительные машины), использования отдельных блоков и устройств в целом из одного агрегатного комплекса в качестве составных частей в других агрегатных комплексах.

При выборе структуры кодов главными факторами являются эффективность использования каналов связи, требуемый объем аппаратуры для кодирования и декодирования, простота и гибкость сопряжения между блоками и с внешними устройствами.

Для построения средств телемеханики используют интегральные схемы. Известно, что телемеханическую аппаратуру устанавливают непосредственно на промышленных объектах в условиях больших коммутационных помех, иногда на объектах без источников питания, часто в неотапливаемых помещениях. Это определяет особые требования по помехоустойчивости, температурному диапазону и потреблению энергии интегральными схемами. Быстродействие средств телемеханики ограничивается пропускной способностью канала связи.

## 17.6. НАЗНАЧЕНИЕ, ВИДЫ И ФУНКЦИИ ТЕЛЕМЕХАНИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Одной из систем автоматизации является телемеханическая система. Телемеханические системы (ТМС) находят широкое применение в различных сферах человеческой деятельности, однако принципы построения ТМС являются одинаковыми, изменяются лишь объем и сложность аппаратуры. Телемеханическая система включает в себя технические средства, с помощью которых обеспечиваются преобразование и передача на расстояние информации с целью управления производственными процессами. На рис. 17.7 приведена классификация ТМС.

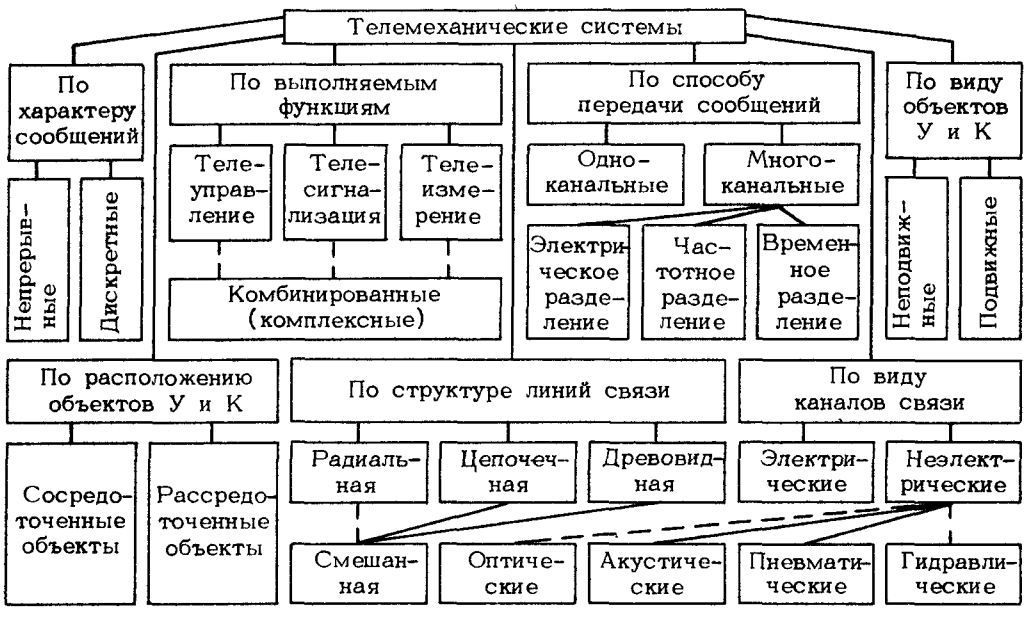



Рис. 17.7. Классификация телемеханических систем

Телемеханические системы подразделяют на системы телеуправления и телеконтроля. Системы телеконтроля подразделяют на системы телесигнализации и телеизмерения. Системы ТУ осуществляют передачу команд от диспетчера к исполнительным механизмам. Системы ТС осуществляют передачу сигналов о состоянии контролируемого оборудования (положение разъединителей, выключателей мощности, состояние автоматических защит и т. д.). Системы ТИ осуществляют передачу диспетчеру значений непрерывно изменяющихся параметров контролируемого производственного процесса (значение напряжения, частоты, мощности и т. д.). Большинство ТМС выполняет не одну из перечисленных функций, а несколько, например ТУ и ТС; ТИ и ТС; ТУ, ТС и ТИ и т. д. В случае применения системы ТУ – ТС на телемеханизированный объект поступает команда управления, а с него – сигнал о выполнении данной команды.

Телемеханизация неразрывно связана с автоматизацией производственных процессов. Необходимым условием использования ТМС на промышленном предприятии является оснащение производственного процесса средствами автоматизации, устройствами защиты, контрольно-измерительными приборами и автоматическими исполнительными устройствами (электроприводами, регуляторами и т. д.). Чем больше развита автоматизация производства, тем более эффективно применение средств телемеханики. Поэтому телемеханизируют производства, оборудованные широко развитой местной автоматикой. В этих случаях ТМС доставляют команду на начало какой-либо операции (например, на отключение трансформатора на подстанции), дальнейшее же выполнение этой операции производится местной автоматикой.

## 17.7. СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

В зависимости от расстояния $l$ между управляемым объектом и пунктом управления может применяться местное, дистанционное или телемеханическое управление.

Местное управление из экономических соображений целесообразно применять при $l$ не более нескольких десятков метров. Это связано с тем, что по соединительным проводам передается вся мощность, потребляемая управляемым объектом, и поэтому при значительной мощности объекта сечение проводов получается довольно большим.

При дистанционном управлении по соединительным проводам передается не вся мощность, потребляемая управляемым объектом, а только часть ее, достаточная для срабатывания промежуточного органа (обычно релейного типа), называемого управляющим блоком. Наличие цепи управления является главным признаком, отличающим дистанционное управление от местного.

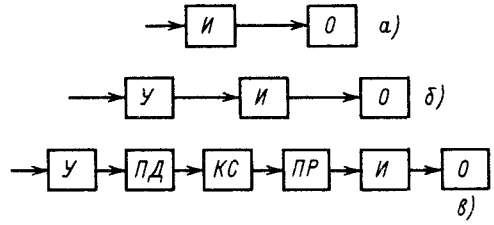



Рис. 17.8. Схемы систем управления:

*а* – местного; *б* – дистанционного; *в* – телеуправления; *И* – исполнительный блок; *О* – объект управления; *У* – управляющий блок; *ПД* – передающий блок; *КС* – канал связи; *ПР* – принимающий блок

Телемеханическое управление осуществляет передачу команд на многие десятки и сотни километров и является дальнейшим развитием дистанционного управления. При дистанционном управлении для передачи каждой команды управления необходима отдельная линия связи. При ТУ одну линию связи применяют для управления многими объектами путем посылки по ней специальных (кодированных) сигналов. В телемеханике принят двухступенчатый процесс управления: сначала диспетчер выбирает объект (находит его адрес), а затем посылается команда («включить» или «выключить»).

На рис. 17.8 приведена схема систем управления.

Управление телемеханизированными объектами осуществляет диспетчер с ДП. На ДП размещают приемопередающую аппаратуру – диспетчерский полукомплект. Другие полукомплекты аппаратуры размещают непосредственно на КП.

Передача сигналов в ТМС происходит по каналам связи. Если линия связи – это физическая среда, по которой передают сигналы (например, кабельные, воздушные линии), то канал связи – это совокупность технических средств, обеспечивающих передачу сообщений по линии связи от одного источника одному приемнику. Для передачи сообщений многим приемникам на одной и той же линии связи с помощью различных технических средств может быть организовано много каналов связи.

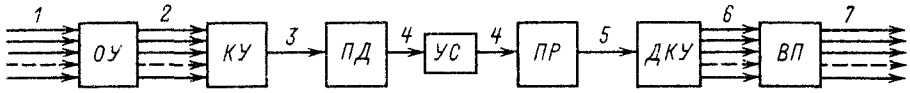



Рис. 17.9. Функциональная схема системы ТУ

На каждую ТМС может быть составлена своя функциональная схема. На рис. 17.9 в качестве примера приведена функциональная схема ТМС типа ТУ, показывающая взаимодействие отдельных узлов этой системы. Первичный сигнал *2*, полученный от органов управления (ОУ) при воздействии на них диспетчера или автоматического устройства *1*, попадает на кодирующее устройство *КУ*, которое шифрует его, делая отличным от всех других возможных сигналов. Первичный сигнал, превращенный кодирующим устройством в сигнал управления *3*, формируется с использованием одно- или многоэлементного кода. Зашифрованный сигнал попадает в передающее устройство *ПД*, преобразующее его в сигнал, более удобный для передачи по линии связи (линейный сигнал *4*). Приемное устройство ПР, расположенное на КП, преобразует линейный сигнал в сигнал управления *5*, который затем поступает на декодирующее устройство *ДКУ*. *ДКУ* расшифровывает этот сигнал, преобразуя его в выходной сигнал *6*, воздействующий на один из выходных преобразователей *ВП*. *ВП* воздействует на соответствующую исполнительную цепь *7*.

Принцип действия каждого вида ТМС и ее конструкция во многом зависят от расположения телемеханизируемых объектов. По территориальному признаку все ТМС подразделяют на ТМС для сосредоточенных и рассредоточенных объектов. На рис. 17.10 и 17.11 представлены структурные схемы соответственно для сосредоточенных и рассредоточенных объектов. Примером объектов первого типа являются электрические подстанции, где в одном помещении находится большое количество масляных выключателей, включаемых и отключаемых с ДП. Примером объектов второго типа являются насосные установки на нефтепромыслах, разбросанные на большой территории.

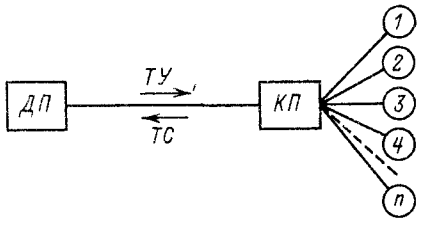



Рис. 17.10. Структурная схема для сосредоточенных объектов

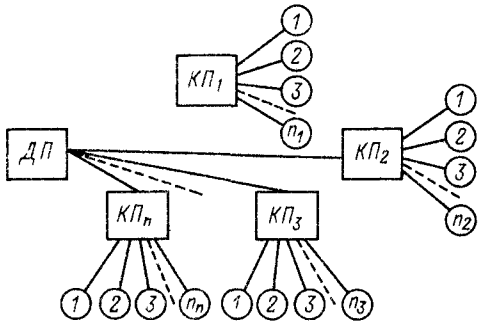



Рис. 17.11. Структурная схема для рассредоточенных объектов

## 17.8. ПЕРЕДАЧА ТЕЛЕМЕХАНИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

Телемеханическая информация носит резко выраженный неравномерный характер. При стационарном режиме в нормальных условиях имеет место относительно небольшой поток информации, при аварийных режимах – резкое возрастание («вспышка») информации. С точки зрения теории информации любая ТМС является системой передачи сообщений. Под сообщением понимают все то, что подлежит передаче (объект передачи), т. е. определенная сумма сведений. В отличие от сообщения под информацией понимают те сведения, содержащиеся в сообщениях, которые представляют собой новизну. Информация характеризует взаимоотношение между сообщением и его получателем. Сообщения передают с помощью сигналов, которые являются материальными носителями информации.

С точки зрения устойчивости все сигналы подразделяют на статические и динамические. Для передачи телемеханической информации используют динамические сигналы; динамические сигналы делят на дискретные, состоящие из некоторого числа посылок (элементов сигнала) с определенными

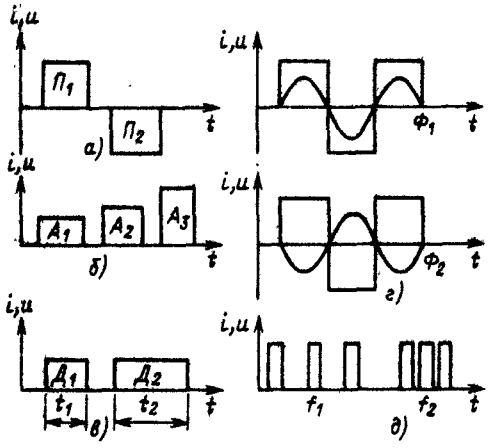



Рис. 17.12. Импульсные признаки:
*а* – полярный; *б* – амплитудный; *в* – временной; *г* – фазовый; *д* – частотный

признаками, и непрерывные. В современных ТМС используют, как правило, дискретные сигналы, однако встречаются и непрерывные телемеханические сигналы. Передающее устройство ТМС формирует дискретные сигналы из импульсных посылок, которым придают определенные качественные (импульсные) признаки. Чем больше различимых импульсных признаков можно придать элементам сигнала, тем большее число сообщений может содержать телемеханический сигнал. Максимальное число импульсных признаков сигнала определяется способностью приемного устройства надежно отличать эти признаки один от другого в условиях действия помех. Выбор вида импульсных признаков зависит от типа канала связи, по которому передают сигналы.

К основным видам импульсных признаков сигнала относят следующие (рис. 17.12):

а) полярный признак – импульсные посылки отличаются полярностью (положительной или отрицательной), характеризуются высокой помехоустойчивостью; полярный признак используют только при применении проводной линии связи; число значений полярного признака $m_п = 2$;

б) амплитудный признак – импульсные посылки отличаются по амплитуде; при кабельных линиях связи осутствуют искажения; недостаточная помехоустойчивость и сложность приемной аппаратуры при большом числе амплитудных признаков приводят к использованию двух значений амплитудного признака $m_а = 2$ (большой и малой амплитуды);

в) временно́й признак – импульсные посылки отличаются друг от друга длительностью импульса и паузами между импульсами; большое число посылок различной длительности приводит к увеличению времени передачи сигнала, поэтому посылкам придают не более двух-трех значений по длительности, т. е. $m_д = 2 \div 3$;

г) фазовый признак – импульсные посылки отличаются друг от друга по фазе по отношению к некоторому опорному сигналу, имеющемуся в месте приема; число фазовых признаков $m_ф = 2$, т. е. посылка одного качества находится в фазе, а другого – в противофазе с опорным сигналом;

д) частотный признак – импульсные посылки отличаются друг от друга по частоте; частотный признак является достаточно помехоустойчивым и позволяет одновременно передавать несколько сигналов различной частоты по одной линии связи (проводной и беспроводной); число частотных признаков $m_ч \geqslant 2$.

Информацию, поступающую на ДП, по своему назначению подразделяют на оперативную (ОИ), расчетно-плановую (РПИ) и производственно-статическую (ПСИ). Оперативная информация отражает состояние контролируемого процесса в данный момент времени. Оперативную информацию передают на ДП с помощью ТМС, при большом объеме ОИ вводят непосредственно в ЭВМ. Расчетно-плановую информацию используют для планирования режимов работы систем электроснабжения. ПСИ – это информация о состоянии оборудования, производстве плановых ремонтов, выработке электроэнергии, показателях работы промышленного предприятия и т. д.

Передача дискретных телемеханических сигналов имеет преимущества перед передачей непрерывных сигналов: меньшая подверженность искажениям в процессе передачи, значительная простота обнаружения этих искажений, достаточное удобство ввода в вычислительные устройства, отсутствие необходимости различения большого количества сигналов, сколь угодно мало отличающихся друг от друга, и т. д.

Процесс представления непрерывной функции некоторым конечным числом ее дискретных значений называется квантованием. Замена непрерывного сигнала дискретным приводит к появлению погрешности. Квантование сигнала осуществляют по амплитуде или по времени. Квантование широко применяют в устройствах ТИ.

В телемеханике для формирования сиг-

налов используют кодирование, представляющее собой процесс преобразования сообщения в дискретный сигнал в виде кодовых комбинаций (цифр, букв и т. д.). Существует одноэлементное и многоэлементное кодирование. При одноэлементном кодировании сигналы отличаются друг от друга признаком. При многоэлементном кодировании сигналы отличаются друг от друга или числом элементов, или комбинацией элементов с различными признаками.

Для управления большинством телеуправляемых объектов требуется передача только двух команд («включить», «отключить»), поэтому широкое распространение в телемеханике получило одноэлементное кодирование.

Процесс, обратный кодированию, называют декодированием. Он состоит в выделении сигнала из модулированного колебания.

Для передачи сигналов по каналу связи необходимо иметь переносчик (носитель), в качестве которого используют синусоидальные колебания или непрерывную последовательность импульсов.

Процесс изменения параметра носителя информации в соответствии с передаваемым сообщением (сигналом) называется модуляцией. Модулирующий (в данном случае телемеханический) сигнал воздействует на какой-нибудь параметр носителя (несущих колебаний): амплитуду, фазу, частоту. В зависимости от модулируемого (изменяемого) параметра носителя различают амплитудную, фазовую и частотную модуляции. Если же в качестве носителя информации служит непрерывная последовательность импульсов, то различают амплитудно-импульсную, частотно-импульсную и фазо-импульсную модуляции.

В промышленной телемеханике применяют проводные линии связи (воздушные и кабельные). По сравнению с кабельными воздушные линии подвержены внешним помехам, имеют меньшую надежность, а также значительно большую зависимость параметров от метеорологических условий и т. д. Наиболее часто используют телефонные городские и низкочастотные кабели дальней связи [88].

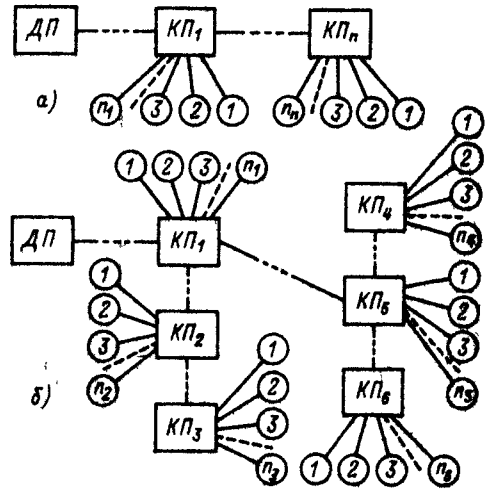



Рис. 17.13. Виды структур линий связи:

*а* – цепочечная; *б* – древовидная; *1, 2, 3, ..., n* – объекты телемеханики

Для телемеханики применяют телеграфный или телефонный канал, т. е. выделяют определенную полосу частот. Телемеханические сообщения передают в полосе тонального диапазона (3400 – 5300 Гц), в высокочастотном диапазоне (выше 5300 Гц), а также в полосе подтонального диапазона (0 – 300 Гц).

Бóльшая часть промышленных объектов относится к числу стационарных. Они могут быть разбросаны поодиночке или небольшими группами на большой площади (рассредоточенные объекты) или сконцентрированы в одном пункте (сосредоточенные объекты). При этом для обоих случаев организация ка-

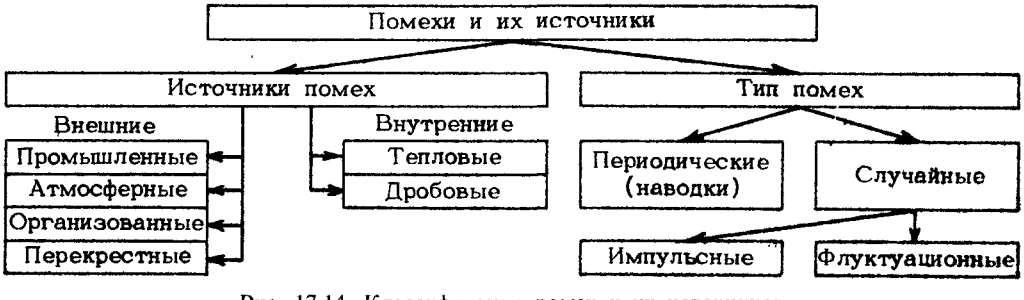



Рис. 17.14. Классификация помех и их источников

налов связи имеет свои особенности. Различают радиальную, цепочечную и древовидную структуры линий связи, из которых наиболее простой является радиальная (рис. 17.11, 17.13).

На вход приемного устройства, ТУ, ТИ или ТС одновременно с полезным сигналом поступают помехи. На рис. 17.14 приведена классификация помех и их источников.

Помехозащищенность кода означает способность данной структуры построения сигнала обнаруживать и исправлять ошибки. Это понятие необходимо при сравнении способов кодообразования. Помехоустойчивость кодированного сигнала определяет способность сигналов противостоять действию помех. В принципе можно получить более помехоустойчивый сигнал при использовании менее помехозащищенного кода и наоборот.

## 17.9. ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЯ

При ТИ измеряемые (контролируемые) параметры преобразуют в один унифицированный параметр (ток или напряжение), удобный для передачи по каналу связи (линии связи). На рис. 17.15 представлена структурная схема ТИ. Совокупность всех технических средств, осуществляющих ТИ, представленную на рис. 17.15, называют телеизмерительным устройством. Для промышленной телемеханики характерно применение единой многоканальной системы ТИ с одним приемным и одним передающим устройствами, если объекты ТИ сосредоточены в одном пункте, и многими рассредоточенными передающими устройствами при рассредоточенных объектах ТИ.

Одной из основных характеристик устройства ТИ является погрешность, характеризующая отличие показаний воспроизводящего или записывающего прибора от действительного значения телеизмеряемого параметра.

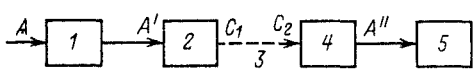



Рис. 17.15. Структурная схема телеизмерения:

*1* – первичный преобразователь; *2* – преобразователь; *3* – линия связи; *4* – приемник; *5* – выходной прибор; *A* – измеряемый параметр; *A'* – электрическая величина, в которую преобразован *A* с помощью *1*; $C_1$ – сигнал, в который преобразована *A'* с помощью *2*; $C_2$ – сигнал с помехами; *A''* – ток или напряжение, пропорциональное *A*

Телеизмерительные устройства классифицируют по различным признакам: принципу действия, дальности действия, роду измеряемой величины и т. д. Однако наиболее часто для телеизмерительных устройств применяют классификацию по параметру, которым передается значение измеряемой величины по каналу связи. В соответствии с этой классификацией телеизмерительные устройства делят на следующие группы:

1) токовые системы, характеризуемые тем, что измеряемый параметр преобразуют в ток, значение которого зависит от значений измеряемого параметра;

2) системы напряжения, характеризуемые тем, что измеряемый параметр преобразуют в напряжение постоянного или переменного тока, подаваемое в линию связи;

3) частотные системы, характеризуемые тем, что измеряемый параметр преобразуют в импульсы постоянного тока (частотно-импульсные системы) или в переменный ток (частотные системы переменного тока); частота импульсов или частота переменного тока соответственно зависит от значения измеряемого параметра;

4) системы времени, характеризуемые тем, что измеряемый параметр преобразуют в:

а) длительность импульсов $\tau$ постоянного тока (системы с широтно-импульсной модуляцией);

б) длительность интервала $\tau_и$ между опорным и информационным импульсами (системы с интервально-импульсной модуляцией);

в) угол сдвига фаз между двумя переменными токами или напряжениями (фазовые системы);

5) цифровые системы, характеризуемые тем, что измеряемый параметр преобразуют и передают по каналу связи в виде цифрового кода, т. е. определенной комбинации импульсов (кодо-импульсные системы или системы с кодо-импульсной модуляцией).

По методам, с помощью которых передают значение измеряемого параметра, системы ТИ разбивают на три большие группы устройств: интенсивности, импульсные и частотные. Импульсные и частотные устройства являются устройствами дальнего действия, устройства интенсивности – ближнего действия.

По характеру использования канала связи системы ТИ подразделяют на одно- и многоканальные. В одноканальных системах ТИ по одной линии связи передают одно измерение, в многоканальных – много

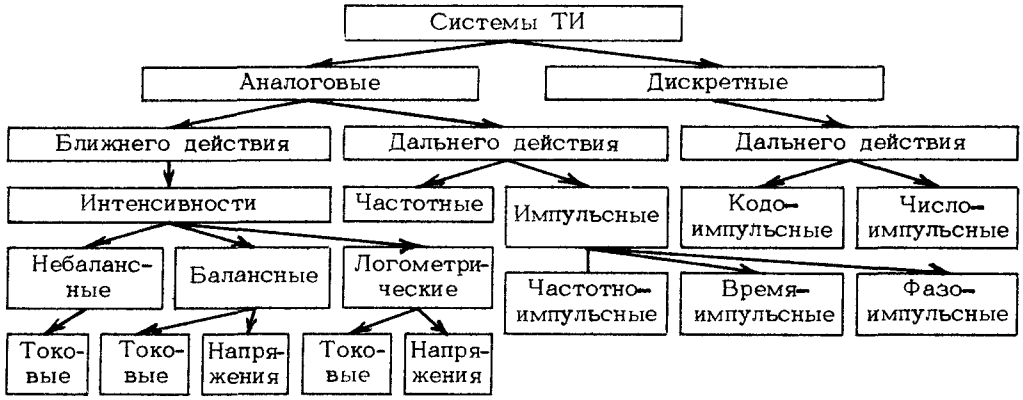



Рис. 17.16. Классификация систем ТИ

измерений. Многоканальность достигается путем использования частотного и временно́го способов разделения сигналов. На рис. 17.16 приведена классификация систем ТИ.

В системах промышленного электроснабжения из аналоговых систем ТИ применяют системы интенсивности и частотные, из дискретных – кодо-импульсные. Основным недостатком устройств интенсивности является значительная зависимость погрешности измерений от состояния линии связи, напряжения питания. Кроме того, необходимо иметь отдельную выделенную линию связи. Во многих случаях лучшие решения обеспечивает применение частотных и импульсных систем ТИ.

В импульсных устройствах переносчиком сигнала является серия импульсов, на которую наносится информация об измеряемом параметре. Это осуществляют с помощью импульсной модуляции по частоте, продолжительности или фазе. На основании этого импульсные устройства подразделяют на частотно-импульсные, время-импульсные и фазо-импульсные. Кроме того, в качестве параметра сигнала в импульсных системах ТИ принимают число передаваемых импульсов или пауз между ними (число-импульсные системы) и различные сочетания импульсов (кодо-импульсные системы).

В частотно-импульсных системах ТИ измеряемый параметр преобразуют в импульсы постоянного тока, частота которых зависит от измеряемого параметра. В качестве приемных устройств частотно-импульсных систем ТИ используют электрические частотомеры, преобразующие частотно-модулированные сигналы в напряжение или ток, значение которого определяется частотой. Существенным преимуществом частотно-импульсных систем ТИ является практическая независимость показаний выходного прибора от изменения параметров линии связи и возможность многократного ее использования.

Во время-импульсных устройствах ТИ измеряемый параметр преобразуют в импульсы постоянного тока, продолжительность которых пропорциональна измеряемому параметру. Приемники время-импульсных систем осуществляют преобразование импульсов, модулированных по длительности, измеряют длительность импульсов или интервал между импульсами.

Фазо-импульсные системы ТИ представляют собой разновидность время-импульсных систем, когда вместо непрерывной передачи импульса соответствующей длительности в линию посылаются короткие импульсы, меняющие свое положение по оси времени.

В число-импульсных системах диапазон изменения измеряемого параметра разбивают на участки, каждому из которых присваивают определенное число импульсов. Недостатком этих систем является отсутствие помехоустойчивости у сформированных с их помощью сигналов.

Кодо-импульсные системы представляют собой дальнейшее развитие число-импульсных систем. Использование для передачи значения измеряемого параметра определенной комбинации импульсов (кода) устраняет недостаток число-импульсных систем. В основе кодо-импульсных систем ТИ лежит многоэлементное комплектное кодирование, при котором каждому квантованному уровню соответствует определенная кодовая комбинация, отличающаяся от всех других числом и порядком следования элементов

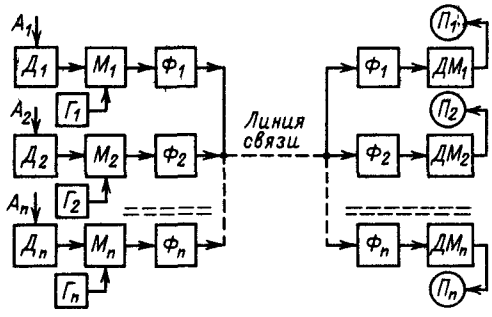



Рис. 17.17. Многоканальная система ТИ с частотным разделением каналов

с определенным признаком. По сравнению с другими системами ТИ кодо-импульсные системы сложнее, однако имеют бóльшую помехоустойчивость, бóльшую точность ТИ. В приемном устройстве кодо-импульсных систем ТИ осуществляют дешифрацию принятого кода.

К частотным устройствам ТИ относятся устройства с частотной и частотно-импульсной модуляциями. Частотно-импульсные устройства ТИ рассматривают как импульсные, в которых измеряемый параметр определяет частоту импульсов на выходе первичного преобразователя. Принцип действия частотных устройств переменного тока основан на том, что контролируемый (измеряемый) параметр модулирует, т. е. изменяет частоту переменного тока, передаваемого по линии связи, в зависимости от своего значения В качестве переменного тока используют синусоидальный ток, который при передаче по линии связи практически не изменяется по частоте. Следовательно, погрешность, а значит, и дальность передачи ТИ не зависят от изменения параметров линии связи. Частотные устройства ТИ получили широкое применение в системах электроснабжения промышленных предприятий. По используемому диапазону частот частотные устройства ТИ подразделяют на низкочастотные устройства, работающие в диапазоне 0 – 300 Гц, и устройства, работающие при частотах, бóльших 300 Гц. Особенностью частотных систем ТИ является передача нулевого значения телеизмеряемого параметра определенной (начальной) частоты $f_{min}$ используемого диапазона. Поэтому схема частотомера должна обеспечить нулевое показание выходного прибора при $f_и = f_{min}$, где $f_и$ – частота генератора.

Если известно, что с одного КП необходимо передавать информацию о многих телеизмеряемых параметрах, то с целью экономии линии связи применяют многоканальные системы ТИ, выполнение которых основывается на принципе временного или частотного разделения каналов. На рис. 17.17 приведена схема многоканальной системы ТИ с частотным разделением каналов. Измеряемые параметры $A_1 - A_n$ преобразуют с помощью первичных преобразователей (датчиков) $Д_1 - Д_n$ в электрические величины. Эти сигналы управляют модуляторами $M_1 - M_n$, на которые с генераторов $Г_1 - Г_n$ подают несущие колебания с частотами $f_1 - f_n$. Эти частоты изменяются в зависимости от измеряемых (контролируемых) параметров. После разделения сигналов фильтрами $Ф_1 - Ф_n$ и усиления сигналы поступают в линию связи. После вторичного усиления на приемной стороне ДП и разделения фильтрами сигналы поступают на демодуляторы $ДМ_1 - ДМ_n$, где осуществляются выделение первичных сигналов и их регистрация выходными приборами $П_1 - П_n$.

## 17.10. ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЕ И ТЕЛЕСИГНАЛИЗАЦИЯ

На промышленных предприятиях наряду с местным и дистанционным управлением применяют ТУ. С помощью систем ТУ сигналы с ДП поступают на КП.

К системам ТУ предъявляют специальные требования, направленные на обеспечение выполнения посланных приказов и обнаружение ошибок при их передаче. Достоверность выполнения приказа повышается при наличии ТС с КП. Поэтому, как правило, устройства ТУ совмещают с устройствами ТС, образуя систему ТУ – ТС.

ТС осуществляют автоматически или по вызову диспетчера, однако во всех случаях ТС указывает положение или изменение состояния конкретного объекта. Кроме того, ТС используют для сигнализации о выходе какого-либо параметра за заранее установленные пределы. Сюда же относится аварийная сигнализация. На рис. 17.18 представлена схема устройства ТУ – ТС. Системы ТУ – ТС, применяемые в промышленной энергетике, классифицируют по различным признакам. Ниже приведена классификация систем ТУ – ТС по количеству обслуживаемых КП: один КП с сосредоточенными объектами, а также обслуживающие рассредоточенные КП.

На рис. 17.19 дана классификация устройств ТУ – ТС, применяемых в промышленной энергетике [89].

По принципу используемых каналов связи устройства ТУ – ТС делят на устройства ближнего действия, работающие по проводным линиям связи с радиусом действия около 15 – 20 км (ТМЭ-1, ТКЭС), и универсальные устройства, работающие по любым частотным каналам связи с радиусом действия, зависящим от примененной аппаратуры канала связи.

По структуре построения устройства ТУ – ТС делят на устройства с независимой аппаратурой ТУ и ТС, объединяющие в единое конструктивное целое две независимо работающие схемы (ВРТФ и др.) и устройства, в которых одни и те же узлы используют для ТУ и для ТС (все релейно-контактные устройства).

На рис. 17.20 приведена одна из возможных классификаций устройств ТУ – ТС по методам передачи, режимам передачи, кодам и основным методам защиты [94].

В устройствах ТУ и ТС применяют три способа разделения сигналов (электрический, частотный и временной) и используют одни и те же методы и технические средства передачи сигналов. Специфика устройств ТУ – – ТС обусловливает особенности передачи информации в этих устройствах. Методы передачи информации влияют на законы кодообразования и принципы выполнения приемопередающей аппаратуры.

По структуре используемых телемеханических сигналов и методам их передачи по каналам связи системы ТУ – ТС классифицируют следующим образом [88]:

1) с одноэлементными сигналами, не допускающие их одновременную передачу;

2) с одноэлементными сигналами, допускающие их одновременную передачу;

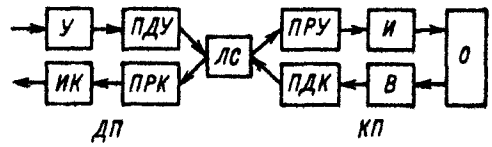



Рис. 17.18. Структурная схема устройства ТУ – ТС для сосредоточенных объектов:

*У* – управляющий блок; *И* – исполнительный блок; *ИК* – исполнительный блок контроля (сигнализации); *В* – воспринимающий блок контроля (сигнализации); *ПДУ, ПРУ* – передающий и принимающий блоки управления; *ПДК, ПРК* – передающий и принимающий блоки контроля; *ЛС* – линия связи; *О* – объект (объекты) управления

3) с многоэлементными сигналами и одновременной передачей их элементов;

4) с многоэлементными сигналами и последовательной передачей их элементов.

В соответствии с этим в системах ТУ – – ТС различают четыре основных метода избирания и передачи сигналов: качественный, распределительный, комбинационный и кодовый (комбинационно-распределительный).

Применение многоканальных (многопроводных) устройств ТУ – ТС рекомендуют при расстояниях между ДП и КП не более 1,5 – 2,5 км при общем числе контролируемых объектов не более 20. При большем общем числе контролируемых объектов даже при расстояниях между ДП и КП 1 – 1,5 км наиболее рационально использование малоканальных устройств, требующих мини-

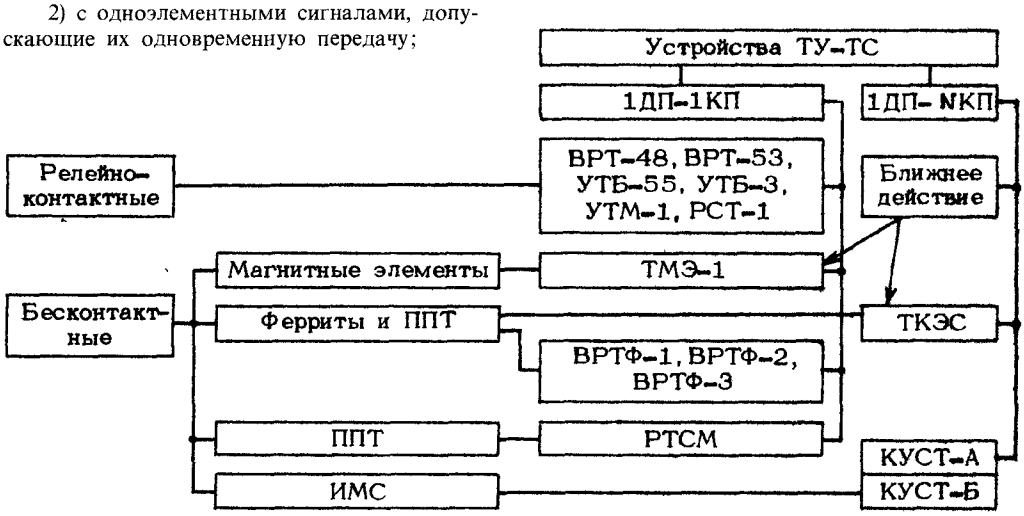



Рис. 17.19. Классификация устройств ТУ – ТС, применяемых в промышленной энергетике

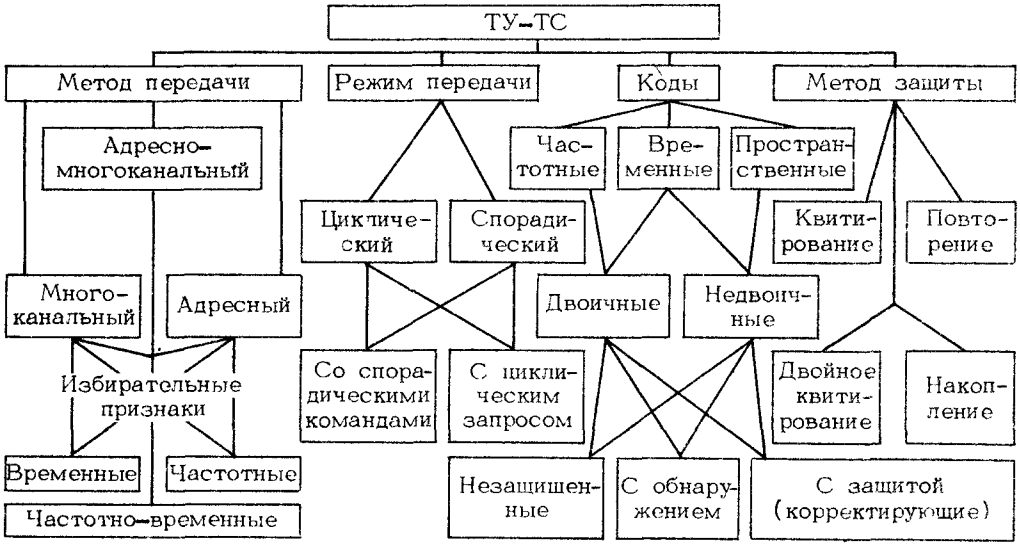



**Рис. 17.20. Классификация устройств ТУ – ТС по методам передачи, режимам передачи, кодам и основным методам защиты**

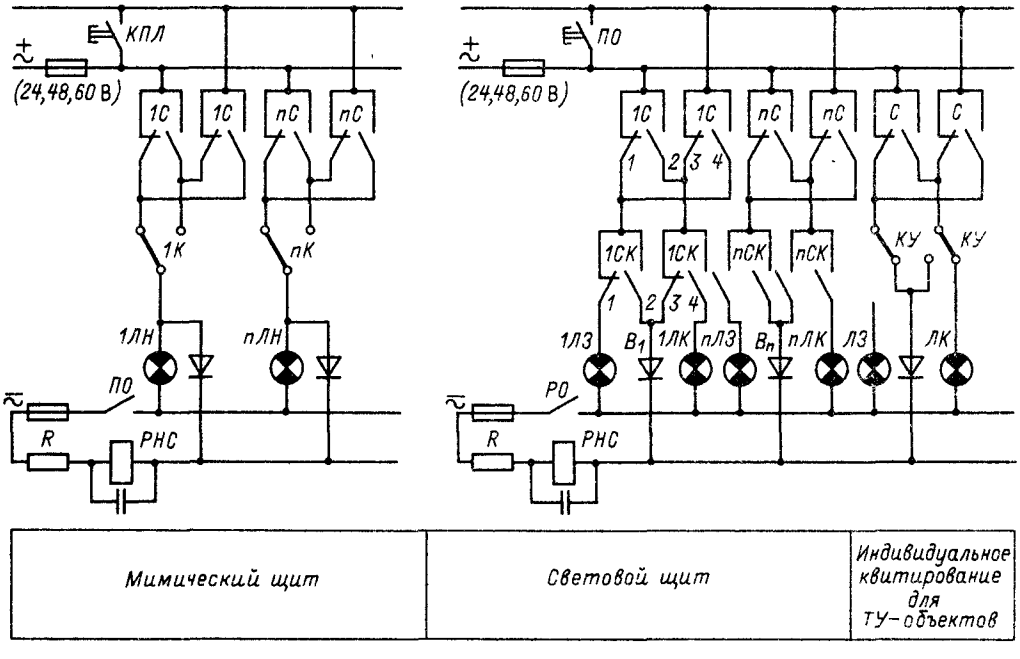



**Рис. 17.21. Схема воспроизведения информации (ТС) на диспетчерских щитах:**

***1С – nС*** **– сигнальные реле устройства ТС;** ***1К – nК*** **– квитирующие ключи;** ***1СК – nСК*** **– реле квитирования сигнализации;** ***РНС*** **– реле несоответствия;** ***ПО*** **– реле пульсирующего освещения;** ***РО*** **– реле освещения;** ***1ЛН – nЛН*** **– лампы несоответствия в квитирующих ключах мимического щита;** ***1ЛЗ – nЛЗ, 1ЛК – nЛК*** **– соответственно зеленые и красные лампы в символах светового щита; КПЛ – кнопка проверки ламп**

мальных затрат на сооружение каналов связи. На рис. 17.21 приведена схема воспроизведения ТС для мимического и светового диспетчерских щитов.

## 17.11. ОБЪЕМ ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ

Объем телемеханизации – это количество информации, передаваемой в системе диспетчерского управления с помощью средств телемеханики для выполнения определенных операций. Объем телемеханизации определяется с учетом режимов работы телемеханизируемого объекта и задач диспетчерской службы. Как правило, объем телемеханизации сочетают с принятым уровнем автоматизации и выбирают исходя из минимально требуемого количества объектов управления и сигналов. При этом устройства телемеханики обеспечивают диспетчеру возможность постоянно следить за схемой энергоснабжения, режимом работы ее элементов, а при необходимости создать условия для сохранения работоспособности системы. Однако во всех случаях выбранный объем телемеханизации должен улучшить технико-экономические показатели работы системы энергоснабжения (например, за счет уменьшения времени ликвидации аварий, расширения зоны обслуживания и т. д.).

Применительно к системам электроснабжения возможными объектами телемеханизации могут быть главные понизительные (распределительные) подстанции, цеховые трансформаторные подстанции, распределительные пункты и др. На этих объектах, например, можно выполнить телесигнализацию об исчезновении напряжения на шинах подстанций, о работе газовых защит силовых трансформаторов, устройств автоматического включения резервного питания.

Телеуправление предусматривают для частых оперативных переключений, переключений, направленных на локализацию аварий и сохранение электроснабжения потребителей, если эти переключения невозможно или нецелесообразно производить средствами автоматики, а также для резервирования устройств автоматики наиболее ответственных объектов с целью повышения надежности их работы.

В соответствии с этими требованиями предусматривают телеуправление следующими объектами:

а) выключателями питающих линий напряжением выше 1 кВ и линий связи между подстанциями;

б) выключателями силовых трансформаторов (для двухобмоточных трансформаторов, имеющих по одному выключателю ВН и НН, ТУ одновременно двумя выключателями от одного импульса, для многообмоточных трансформаторов – ТУ каждым выключателем в отдельности);

в) выключателями автоматизированных выпрямительных агрегатов, питающих распределительные шины и контактные сети;

г) выключателями на линиях тяговых подстанций, питающих контактную сеть;

д) аппаратами, установленными на линиях освещения территории предприятия.

Телесигнализацию предусматривают, когда необходимо указывать:

а) положение каждого телеуправляемого объекта («включен», «отключен»);

б) положение нетелеуправляемых выключателей секционных и шиносоединительных вводов, а также выключателей трансформаторов и отдельных мощных приемников электроэнергии, которые по характеру эксплуатации управляются с места, из цеха;

в) положение отделителей вводов;

г) аварийное отключение любого выключателя подстанции с подачей сигнала с КП;

д) замыкание на землю в сетях напряжением выше 1 кВ с подачей сигнала с головной подстанции;

е) срабатывание защиты, действующей на сигнал (перегрузка, перегрев, первая ступень газовой защиты трансформатора, ухудшение вакуума, нарушение температурного режима и т. д.);

ж) возникновение пожара на необслуживаемом объекте;

з) открывание дверей необслуживаемого объекта;

и) разные неисправности (например, изменение температуры в помещении выше или ниже допустимых пределов, повреждения во вторичных цепях) с подачей сигнала с контролируемого пункта.

Телеизмерения включают в себя следующие основные измерения:

а) тока на вводах главных понизительных подстанций;

б) напряжения на головных линиях или шинах системы электроснабжения;

в) тока на отдельных линиях, если они по режиму работы перегружаются;

г) тока на телеуправляемых трансформаторах и преобразовательных агрегатах для контроля режимных переключений.

На рис. 17.22 дана часть однолинейной схемы подстанции с указанием объема телемеханизации [90]. В табл. 17.1 даны условные обозначения объема телемеханизации.

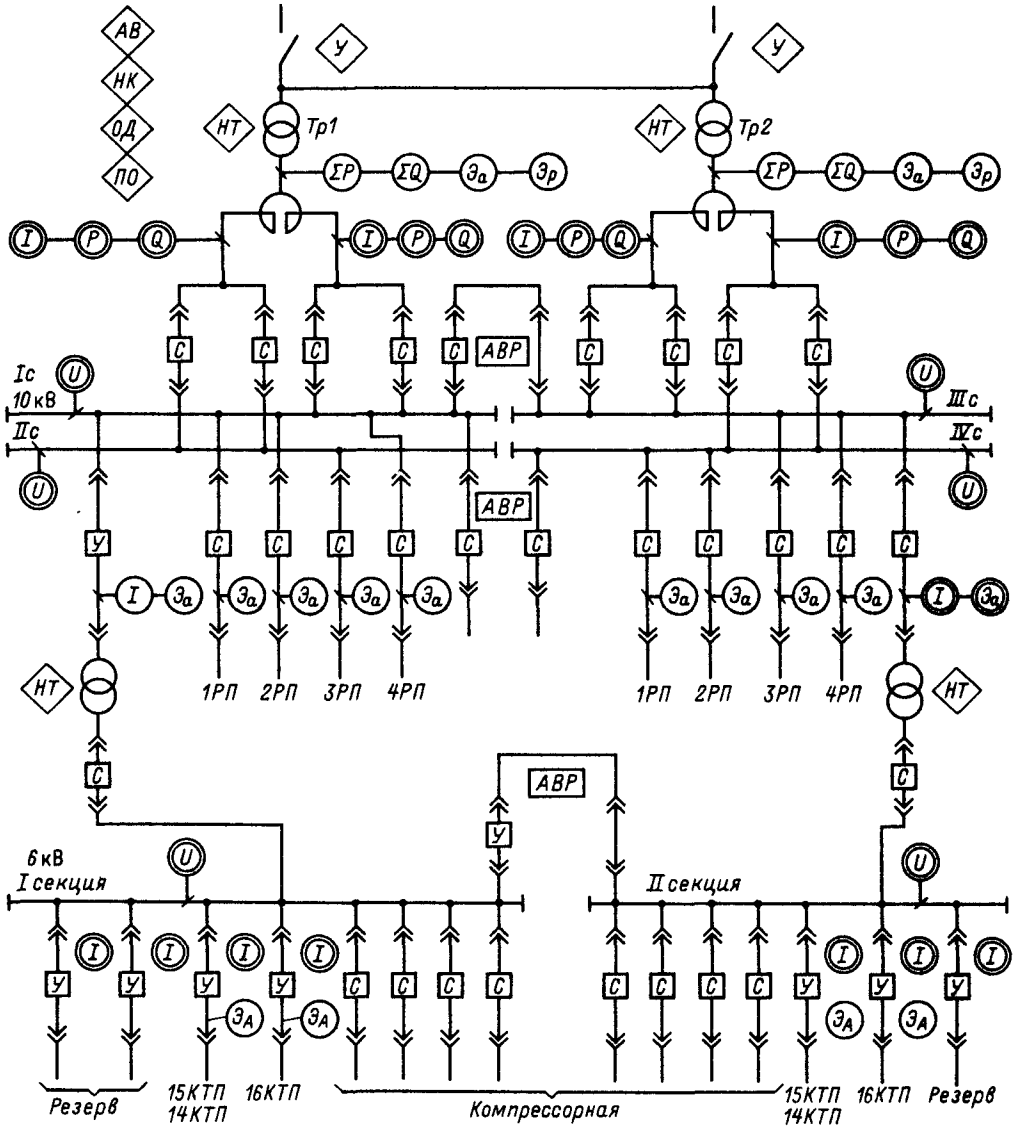



Рис. 17.22. Пример выполнения однолинейной схемы части подстанции с указанием объема телемеханизации:

*С, У* – соответственно телесигнализируемые и телеуправляемые выключатели; сигналы· *АВ* – авария на подстанции; *НК* – неисправность короткозамыкателя; *ОД* – открывание дверей; *ПО* – пожарная опасность; *НТ* – неисправность трансформатора

Таблица 17.1. **Условные обозначения объема телемеханизации**

| Вид операции | Обозначение (общее и конкретное) |
|---|---|
| Управление двухпозиционное | |
| Управление двухпозиционное масляным выключателем для упрощенных подстанций | |
| Регулирование ступенчатое | |
| Регулирование четырехступенчатое (пример) | |
| Регулирование плавное | |
| Сигнализация общая и индивидуальная | |
| Сигнализация положения | |
| Сигнализация положения масляного выключателя для упрощенных схем подстанций | |
| Сигнализация аварийная (пример) | |
| Сигнализация нижнего предела (внутри ромба пишется конкретный параметр) | |
| Сигнализация верхнего предела – общее обозначение (внутри ромба пишется конкретный параметр) | |
| Измерение постоянное (внутри круга пишется конкретный параметр) | |
| Измерение по вызову или циклическое по выбору (внутри круга пишется конкретный параметр) | |
| Измерение суммарное (суммирование текущих значений измерений) | |

## 17.12. ПРИМЕРЫ ПРОМЫШЛЕННЫХ УСТРОЙСТВ ТЕЛЕМЕХАНИКИ

Отечественная промышленность выпускает различные телемеханические устройства, отличающиеся друг от друга характером выполняемых функций, типом использованных элементов, количеством обслуживаемых ДП и КП и т. д.

На рис. 17.23 приведена упрощенная схема автоматизированной телемеханической системы ТУ – ТС – ТИ.

В качестве примера системы ТУ – ТС – ТИ, выполненной на контактных элементах и использующей принцип разделения объектов на группы, может служить устройство УТБ-3, принцип действия которого основан на распределительном методе избирания (см. рис. 17.19) с групповым выбором. Устройство предназначено для телемеханизации сосредоточенных объектов электрических станций, систем энергоснабжения промышленных предприятий и осуществляет следующие основные функции:

а) ТУ с ДП двухпозиционным коммутационным электрооборудованием, находящимся на КП («включить», «отключить», «открыть», «закрыть» и т. п.);

б) ТС с КП на ДП о положении объекта после выполнения операции ТУ;

в) ТИ по вызову, для чего устройство подключает необходимую передающую аппаратуру на КП и приемную на ДП к отдельному каналу связи;

г) запрос диспетчером циклической известительной ТС с КП на ДП;

д) автоматическую ТС с КП на ДП при изменении положения любого контролируемого объекта.

Использование группового выбора объектов при большой емкости устройства (80 ТС и 40 ТУ) обеспечивает малое время передачи сигналов и команд (до 2,6 с). Устройство имеет три модификации, отличающиеся друг от друга количеством КП, обслуживаемых одним устройством, и схемой линейных цепей, используемых для передачи ТУ и ТС.

Устройство ТМЭ-1 предназначено для телемеханизации сосредоточенных объектов систем энергоснабжения крупных промышленных предприятий и осуществляет следующие основные функции:

а) ТУ с ДП двухпозиционным коммутационным электрооборудованием, находящимся на КП;

б) ТИ по вызову;

в) непрерывную автоматическую ТС с КП на ДП о состоянии или положении двухпозиционных контролируемых объектов;

г) ТУ с ДП объектами, подлежащими

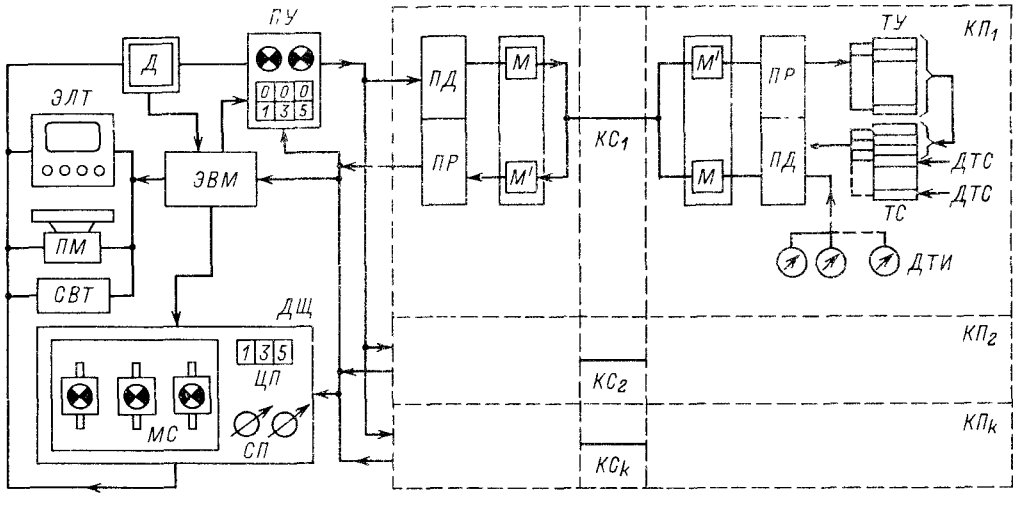



Рис. 17.23. Упрощенная схема автоматизированной телемеханической системы ТУ – ТС – ТИ:

*Д* – диспетчер, *ПУ* – пульт управления; *ПД*, *ПР* – передающая и приемная аппаратура; *М'*, *М* – модуляторы; *ДТИ*, *ДТС* – датчики ТИ и ТС; $КС_1 - КС_k$ – каналы связи; *ПМ* – печатающие машинки; *СВТ* – световое табло; *ДЩ* – диспетчерский щит; *ЦП*, *СП* – соответственно цифровые и стрелочные приборы; *МС* – мнемонические схемы

регулированию, с одновременным ТИ регулируемого параметра.

Устройство имеет двенадцать модификаций, отличающихся друг от друга емкостью по ТУ и ТС и вызову ТИ. Так, три модификации предназначены только для приема ТС (на 15, 30 и 45 сообщений); три являются системами ТУ – ТС (от 15 ТС и 10 ТУ до 45 ТС и 40 ТУ); в остальных – добавляются сигналы ТР и вызов ТИ Устройство ТМЭ-1 выполнено на магнитных элементах с прямоугольной петлей гистерезиса из сплава 65НП. В основе работы устройства лежит распределительный метод избирания.

Устройство РТСМ предназначено для телемеханического контроля за состоянием автоматизированных объектов, работающих, как правило, без постоянного дежурного персонала, и выполняет функцию непрерывной ТС контролируемых объектов. Емкость устройства равна десяти объектам ТС; устройство выполнено на бесконтактных элементах и в качестве выходных использует герметизированные реле типа РМУГ. Передачу информации в устройстве РТСМ-1 осуществляют в одном направлении по частотному каналу или по физической двухпроводной линии связи, в связи с чем различают устройства с блоками частотного уплотнения и полосовыми фильтрами и без этих узлов. В устройстве использован распределительный метод избирания с временны́м импульсным признаком, причем для выбора объектов используют удлиненную паузу. Продолжительность передачи известительного цикла не превышает 1 с при 20% отключенных объектов.

Устройство ВРТФ-3 предназначено для телемеханизации диспетчерского управления в энергосистемах и в системах энергоснабжения крупных промышленных предприятий и выполняет следующие основные функции:

а) ТУ двухпозиционными объектами;

б) автоматическую непрерывную ТС с КП на ДП положения двухпозиционных контролируемых объектов;

в) автоматическую передачу с КП на ДП экстренных (внеочередных) кратковременно действующих сигналов – ЭС;

г) ТИ по вызову (ВТИ);

д) ТР, т. е. изменение положения уставок регуляторов; заслонок или других регулирующих аппаратов, имеющих автоматический привод с одновременным ВТИ регулируемого параметра (ТР – ВТИ).

Конструкция и схема устройства обеспечивают их блочное построение со следующей шкалой по емкости: ТС-16, ТС-32, ТС-48, ТС-64, ТС-80; ТУ-8, ТУ-16, ТУ-24, ТУ-32, ТУ-40; ВТИ-8; ТР-ВТИ-8, ТР-ВТИ-16. Устройство имеет 26 модификаций, отличающихся емкостью по выполняемым телемеханическим функциям, построено на магнитных (ферритовых) элементах с прямоугольной петлей гистерезиса и полупроводниковых диодах и триодах. В качестве выходных реле ТС и ВТИ использованы реле типа РЭС-22, а ТУ и ТР – реле типа МКУ-48. В устройстве использован распределительный метод избирания с временны́м импульсным признаком. Устройство ВРТФ-3 состоит фактически из двух независимых устройств (1 – ТУ, ВТИ, ТР; 2 – ТС), имеющих свои отдельные схемы и узлы, работающих по независимым каналам связи и объединенных только общей конструкцией и аппаратной базой. Это обеспечивает одновременную и независимую работу этих устройств. Время передачи зависит от емкости устройства и лежит в следующих пределах: по ТУ 1,7 – 3,3 с; по ТС 2 – 9,7 с; по ВТИ 1,3 – 1,7 с. Время передачи ЭС и команды ТР не зависит от модификации устройства и составляет 0,55 и 0,8 с соответственно. Устройство рассчитано на работу по кабельным линиям связи, по частотным каналам. Для работы по физическим цепям требуется четырехпроводная линия, в которой одну пару проводов используют для ТУ – ТС – ВТИ, а вторую – для передачи ТИ.

Устройство МКТ-1 представляет собой многоканальную кодо-импульсную систему ТИ – ТС, применяемую на ДП систем электроснабжения, энергосистем и их объединений, осуществляет передачу информации по схеме 1ДП – 1КП или 1ДП – 2КП, использует распределительный метод, имеет две модификации (5 ТИ или 35 ТС; 10 ТИ или 70 ТС) и позволяет замену одного ТИ семью ТС. В качестве датчиков ТИ используют преобразователи измеряемого параметра в ток. Воспроизведение ТИ осуществляют аналоговыми или цифровыми приборами. Применяется также кодо-импульсная система МКТ-2, предназначенная для передачи и приема информации о параметрах производственных процессов (ТИ), о состоянии двухпозиционных объектов (ТС), а также для передачи и приема команд телеуправления (ТУ). Устройство МКТ-2 осуществляет передачу телемеханической информации по схеме 1ДП – 1КП или 1ДП – 2КП, имеет 12 модификаций, отличающихся емкостью и функциями. В качестве датчиков используют преобразователи измеряемых параметров в постоянный или выпрямленный ток.

Устройство ТУ не зависит от устройства ТИ – ТС и связано с ним конструктивно. Устройство МКТ-2 работает в основном по стандартным телеграфным каналам, осуществляя ТИ напряжения и мощности переменного тока промышленной частоты, давления и уровня жидкости.

Устройство ТМ-300 предназначено для телемеханизации объектов промышленных предприятий, сосредоточенных во многих КП, соединенных с одним ДП радиальными линиями связи, и выполняет следующие основные функции:

а) передачу на КП по сигналам с ДП команд ТУ и ТР двухпозиционными объектами (ТР – Д);

б) прием с КП ТИ текущих параметров (ТИТ);

в) вызов ТИ интегральных значений параметров (ТИТ) с выбранного КП;

г) прием ТС с КП о состоянии двухпозиционных объектов;

д) вызов ПСИ в любых сочетаниях от любого числа выбранных КП (от 1 до 25).

Различные виды информации, передаваемой устройством ТМ-300, выбирают в любом сочетании при следующих объемах информации на один КП: ТУ и ТР – Д (в сумме) – до 50; ТС – до 60; ТИТ – до 60; ТИИ – до 60; ПСИ – до 15. Для выполнения устройством указанных выше функций в состав аппаратуры ДП и КП входят самостоятельные логические и функциональные блоки телемеханики и обработки телемеханической информации, включаемые в состав устройства в различных сочетаниях в зависимости от выполнения требуемых функций. Аппаратура КП устройства преобразует значения измеряемых величин во временной сдвиг между импульсами-метками. В связи с большим объемом перерабатываемой информации в устройстве ТМ-300 предусмотрен выход на ЭВМ. Использование принципа разделения сигналов во времени в устройстве ТМ-300 требует введения определенной системы приоритетов для различных видов информации. Так, первый приоритет имеет ТС, второй – ТУ и третий – ТИИ и ПСИ. ТИТ передают постоянно до тех пор, пока аппаратура и канал связи свободны от передачи информации, обладающей более высоким приоритетом.

На промышленных предприятиях применяют следующие устройства:

а) ТМ-301, которое по структуре, принципу работы и элементной базе аналогично устройству ТМ-300. Отличие состоит в том, что ТМ-301 представляет собой более совершенную телемеханическую систему, обладающую рядом дополнительных возможностей, например в сопряжении с вычислительной техникой;

б) ТМ-320, предназначенное для диспетчеризации объектов промышленных предприятий, коммунального хозяйства и энергоснабжения городов. Устройство обеспечивает ТС состояния двухпозиционных объектов, ТУ двухпозиционными объектами, ТР по типу «больше» – «меньше», ТИТ по вызову. Устройство ТМ-320 основано на принципе временнóго разделения сигналов, выполнено на функциональных блоках агрегатной системы средств телемеханической техники с применением интегральных микросхем. ДП и КП соединяют двухпроводными радиальными линиями связи, причем к одному ДП подключают до 32 радиальных линий, к каждой линии присоединяют до трех КП в последовательную цепочку. С каждого КП на ДП передают ТС состояния до 56 двухпозиционных объектов, на каждый КП с ДП передают команды ТУ – ТР 48 объектам. При подключении к одной линии связи двух или трех КП суммарное число объектов ТУ – ТР не должно превышать 48. ТС передают на ДП автоматически при любом изменении состояния контролируемых объектов на любом КП или по вызову с ДП. Одновременно передают не более одного ТИТ с каждого КП при общем числе одновременно воспроизводимых на ДП измерений, не превышающем десяти. Время передачи информации (для одного объекта) ТС, ТИТ и команд ТУ, ТР не превышает 0,5 с. Устройство ТМ-320 имеет автоматическую сигнализацию при обрыве или КЗ линии связи и неисправности устройств КП и ДП. Принятая система приоритетов характеризуется тем, что наиболее высоким приоритетом обладают заявки, поступающие с КП;

в) ТМ-310, предназначенное для работы по радиальным линиям связи одного ДП с любым (от 1 до 99) количеством КП и являющееся дальнейшим развитием устройства ТМ-320. Главное отличие ТМ-310 от ТМ-320 – в наличии в первом узле сопряжения с любой вычислительной машиной из серии агрегатных средств вычислительной техники. Поэтому устройство ТМ-310 может быть использовано в АСУ на промышленных предприятиях. Более подробные сведения об этом устройстве изложены, например, в [90];

г) ТМ-800, предназначенное для ТУ двухпозиционными объектами, ТС состояния двухпозиционных объектов и ТИТ по вызову в системах диспетчерского управления промышленных предприятий и в энергосисте-

мах. Устройство является многоканальным с временным разделением каналов. Информационная емкость устройства составляет по ТУ 20, по ТС 20, по ТИ 15. Устройство ТМ-800 имеет блочное исполнение, построено на интегральных микросхемах.

Телемеханические комплексы для энергосистем и энергообъединений типа ТМ-511 и ТМ-512 предназначены для сбора и передачи информации в АСДУ. Оба комплекса обеспечивают передачу с одного КП на ДП ТИТ и ТС. При этом выполняются следующие функции:

а) спорадическая передача и воспроизведение сообщений ТС;

б) циклическая передача и воспроизведение на аналоговых приборах параметров ТИТ;

в) ввод информации ТИТ и ТС в цифровую вычислительную машину и телеавтоматическое устройство ТА-100;

г) ретрансляция информации ТС;

д) передача с ДП на КП запроса сообщений ТС при наличии заказа от диспетчера, вычислительной машины или КП высшего ранга.

Максимальные информационные объемы: ТС в ТМ-511 – 736, ТМ-512 – 480 двухпозиционных объектов; ТИТ в ТМ-511 – 80, ТМ-512 – 60 параметров (в последнем случае без учета одного контрольного измерения на 15 параметров).

Комплексы предназначены для работы по дуплексным каналам связи с четырехпроводным окончанием, организованным с помощью различного рода систем многократного уплотнения проводных и радиолиний (в том числе систем высокочастотной связи по линиям электропередачи).

Кроме того, отечественной промышленностью выпускаются также устройства телемеханики типов ТМ-620, ТМ-600М, ТМ-600Р «ХАЗАР», ТМ-700, ТМ-120-1, ТМ-120-2, ТМ-120-3, ТМ-130, ТМ-201, ТК-210, телеавтоматические управляющие вычислительные комплексы типов ТА-100, УВТК-100, УВТК-300, УВТК-501. Подробные сведения об этих устройствах изложены в [96].

В последние годы нашли применение адаптивные телеизмерительные системы, которые характеризуются тем, что режим их работы или структура автоматически изменяется в зависимости от характеристик входных сигналов или внешних условий [98].

РАЗДЕЛ ВОСЕМНАДЦАТЫЙ

# УЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

## 18.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Вопросы рационального, экономного расходования электроэнергии приобретают все более важное значение для народного хозяйства страны. Важнейшим условием решения этих вопросов является организация доступной и качественной системы учета электроэнергии, потребляемой промышленными предприятиями и приравненными к ним потребителями.

Учет расхода электроэнергии в промышленных предприятиях проводят в следующих целях:

1) расчет за электроэнергию с энергоснабжающей организацией;

2) контроль расхода активной электроэнергии в отдельных цехах, на энергоемких агрегатах, технологических линиях и других объектах;

3) определение количества реактивной мощности, полученной потребителем от электроснабжающей организации или переданной ей, в случаях, когда по этим данным производят расчеты или контроль соблюдения заданного режима работы компенсирующих устройств предприятия;

4) составление электробалансов по предприятию в целом, а также по наиболее энергоемким агрегатам, цехам и группам потребителей, что дает возможность на их основе проводить анализ эффективности использования электроэнергии в производственных процессах, выявлять непроизводительные расходы и потери электроэнергии, разрабатывать и осуществлять мероприятия по их снижению и устранению;

5) расчет с потребителями (субабонентами), получающими электроэнергию через подстанции предприятия, такими, как, например, строительные и монтажные организации, жилые поселки и т. д.

Учет выработанной и отпущенной потребителю электроэнергии для денежного расчета за нее называют расчетным учетом электроэнергии. Счетчики, предназначенные для расчетного учета, называют расчетными счетчиками; их устанавливают, как правило, на границе балансовой принадлежности

электросети энергоснабжающей организации и потребителя. Количество расчетных счетчиков для каждого промышленного предприятия должно быть минимальным и обосновывается принятой схемой питающих сетей и тарифами на электроэнергию для данного потребителя. Если расчетные счетчики устанавливают не на границе балансовой принадлежности электросети, потери электроэнергии на участке сети от границы раздела до места установки расчетных счетчиков относят на счет организации, на балансе которой находится данный участок сети, и определяют расчетным путем. Потери электроэнергии в электросети промышленного предприятия, связанные с передачей электроэнергии субабонентам, относят на счет субабонентов пропорционально их доле потребления. Расчетные приборы учета, т. е. электросчетчики активной электроэнергии, реактивной мощности, а также суммирующие устройства и автоматизированные системы учета устанавливают в соответствии с ПУЭ. Расчетные электросчетчики должны иметь на креплении кожухов пломбы Государственного комитета СССР по стандартам, а также пломбу энергоснабжающей организации на крышке колодки зажимов электросчетчика. Государственная периодическая поверка расчетных приборов учета производится в сроки, установленные Государственным комитетом СССР по стандартам. В период проведения ремонтных работ учет электроэнергии осуществляют по временным схемам, согласованным с энергоснабжающей организацией.

Энергоснабжающая организация обязана поддерживать на границе балансовой принадлежности электросети значения показателей качества электроэнергии, обеспечивающие соблюдение требований ГОСТ 13109 – 67. Требуемые показатели качества электроэнергии на границе балансовой принадлежности электросетей энергоснабжающей организации и потребителя определяют в соответствии с указанным ГОСТ и «Методическими указаниями по контролю и анализу качества электрической энергии в электрических сетях общего назначения». Виновная в снижении показателей качества электроэнергии (за исключением частоты) сторона несет материальную ответственность согласно «Правил пользования электрической и тепловой энергией».

В системе общего учета расхода электроэнергии на промышленном предприятии важное место занимает технический учет, т. е. контроль расхода электроэнергии по цехам, энергоемким агрегатам и линиям.

Счетчики, устанавливаемые для технического учета, называют счетчиками технического учета. Технический учет позволяет осуществлять контроль за соблюдением потребителями заданных им режимов электропотребления, является основой для составления электробалансов промышленных предприятий. Наличие такого учета позволяет определять удельный расход электроэнергии на различные виды выпускаемой продукции. Удельный расход электроэнергии является одним из наиболее важных технико-экономических показателей работы промышленного предприятия, цеха или агрегата.

Технический учет дает основу для сравнения и оценки удельных расходов электроэнергии на промышленных предприятиях соответствующих отраслей народного хозяйства, способствует установлению рациональных норм потребления электроэнергии на единицу выпускаемой продукции и создает базу для борьбы за экономию и эффективное использование электроэнергии.

Приборы технического учета на промышленных предприятиях (счетчики и измерительные трансформаторы) должны находиться в ведении самих потребителей и удовлетворять следующим требованиям:

1) каждый установленный счетчик должен иметь на винтах, крепящих кожух счетчика, пломбы с клеймом госповерителя;

2) на вновь устанавливаемых трехфазных счетчиках должны быть пломбы государственной поверки с давностью не более 12 мес, а на однофазных счетчиках – с давностью не более 2 лет;

3) учет активной электроэнергии и реактивной мощности трехфазного тока должен производиться с помощью трехфазных счетчиков;

4) допустимые классы точности счетчиков технического учета активной энергии должны соответствовать значениям, приведенным ниже: 1,0 – для генераторов мощностью 12 – 50 МВт и трансформаторов мощностью 10 – 40 МВ·А, для линий электропередачи с двусторонним питанием напряжением 220 кВ и выше и трансформаторов мощностью 63 МВ·А и более; 2,0 – для прочих объектов учета.

Классы точности счетчиков технического учета реактивной мощности допускается выбирать на одну ступень ниже соответствующего класса точности счетчиков технического учета активной энергии.

Расчетные счетчики находятся на балансе и в эксплуатации энергоснабжающей организации, а технические (контрольные) – на балансе и в эксплуатации промышленных

предприятий и их субабонентов. Приборы учета электроэнергии, полученной от шин подстанций промышленных предприятий субабонентами, как правило, устанавливают на вводных устройствах этих субабонентов.

Электрические станции промышленных и приравненных к ним потребителей, включенные непосредственно или через сети абонентов в электросеть энергосистемы, являются вспомогательными станциями, подчиняющимися единому управлению энергоснабжающей организации.

Учет активной электроэнергии и реактивной мощности, отдаваемой в сеть энергоснабжающей организации, производят счетчиками с торможением обратного хода, установленными вспомогательными станциями. Эти электросчетчики передают в эксплуатацию энергоснабжающей организации.

Потери электроэнергии в повышающих трансформаторах, принадлежащих вспомогательной станции, как при отдаче электроэнергии в районную сеть, так и при получении электроэнергии от энергоснабжающей организации относят на счет этой станции. Учет реактивной мощности при всех формах учета предусматривают, когда по этим данным производят расчеты или осуществляют контроль соблюдения заданного режима работы компенсирующих устройств.

## 18.2. РАСЧЕТЫ ЗА ПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИЕЙ

Плату за электроэнергию, отпускаемую промышленными и приравненными к ним потребителями как непосредственно от сетей энергоснабжающих организаций, так и через сети главных абонентов, производят по одноставочным и двухставочным тарифам в соответствии с прейскурантом 09 – 01 тарифов на электроэнергию.

По одноставочному тарифу оплачивают электроэнергию, расходуемую промышленными и приравненными к ним потребителями с присоединенной мощностью до 750 кВ·А.

По двухставочному тарифу оплачивают электроэнергию, потребляемую промышленными и приравненными к ним потребителями с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше. Двухставочный тариф состоит из годовой платы за 1 кВт заявленной потребителем максимальной мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы (основная ставка), и платы за 1 кВт·ч отпущенной потребителю активной электроэнергии, учтенной счетчиком (дополнительная ставка).

Под заявленной мощностью подразумевают абонированную потребителем наибольшую получасовую электрическую мощность, совпадающую с периодом максимальной нагрузки энергосистемы и используемую на производственные нужды, включая мощность субабонентов двухставочного тарифа.

По двухставочному тарифу оплачивают электроэнергию, расходуемую промышленными и приравненными к ним потребителями на производственные нужды, освещение и прочие нужды производственных и непроизводственных (но связанных с производством) помещений: цехов, заводоуправлений, фабрично-заводских общественных организаций, складов, гаражей, а также собственных железнодорожных подъездных путей и территорий предприятия, промышленного (внутризаводского, шахтного, рудничного) электротранспорта.

Расчеты с промышленными и приравненными к ним потребителями за электроэнергию, расходуемую на освещение и прочие нужды зданий и помещений, не связанных с производством (жилые поселки, отдельные жилые дома, общежития, гостиницы, дома для приезжих, кинотеатры, дома культуры, больницы, поликлиники, столовые, детские сады), производят по одноставочным тарифам, установленным прейскурантом для соответствующих групп потребителей.

Если отдельный цех или отдельные потребители расположены обособленно от предприятия и не имеют с ним общей распределительной сети, расчеты с этим цехом или отдельными потребителями производят по тарифам, установленным для соответствующих потребителей, независимо от тарифа, применяемого в расчетах с самим предприятием.

Электрифицированный железнодорожный транспорт Министерства путей сообщения оплачивает по одноставочным тарифам электроэнергию, расходуемую на тяговые сети (включая освещение и собственные нужды тяговых подстанций).

По этим же тарифам оплачивают электроэнергию, расходуемую на соответствующие нужды судоходными гидротехническими сооружениями (каналами, шлюзами, судоподъемниками). Электрифицированный городской транспорт оплачивает по одноставочным тарифам электроэнергию, расходуемую на тяговые сети (включая освещение и прочие нужды).

Заявленную потребителем мощность, участвующую в максимуме нагрузки энергосистемы, фиксируют в договоре поквартель-

но и периодически контролируют (это делает энергоснабжающая организация) по фактическому средневзвешенному получасовому максимуму нагрузки потребителя, определяемому по показаниям приборов учета.

Время контроля за фактической нагрузкой потребителя в период максимума нагрузки устанавливает энергоснабжающая организация по кварталам и фиксирует в договоре. Периоды контроля не должны превышать: с октября по март утром 2 ч, вечером 4 ч; с апреля по сентябрь утром 2 ч, вечером 3 ч. Если фактическая нагрузка потребителя в часы максимума нагрузки энергосистемы превысит значение, предусмотренное договором, в конце квартала производят перерасчет платы по фактической максимальной нагрузке потребителя за расчетный квартал по установленной прейскурантом плате за 1 кВт.

Оплата дополнительной мощности не дает права на дальнейшее повышенное использование по сравнению с предусмотренной в договоре заявленной мощностью без разрешения энергоснабжающей организации.

Если фактическая нагрузка потребителя в часы максимума нагрузки энергосистемы окажется ниже установленной договором, оплату производят по значению нагрузки, обусловленному договором. Потребители-регуляторы графика нагрузки, не участвующие в суточных максимумах нагрузки энергосистемы и работающие по графику, согласованному с энергоснабжающей организацией, оплачивают электроэнергию только по дополнительной плате двухставочного тарифа.

При нескольких питающих линиях за расчетную нагрузку принимается совмещенный 30-минутный максимум нагрузки потребителя в часы суточного максимума нагрузки энергосистемы. Контроль за фактической совмещенной получасовой нагрузкой потребителя проводят по счетчикам, фиксирующим максимальную 30-минутную нагрузку потребителя в часы максимума нагрузки энергосистемы. При двух или более таких электросчетчиках устанавливают специальное устройство, суммирующее нагрузку (сумматор), или автоматизированную систему контроля и учета электроэнергии, например ИИСЭ1-48. При отсутствии сумматора совмещенный максимум нагрузки потребителя определяют путем умножения суммы разновременных максимумов нагрузки, зафиксированных регистрирующими элементами электросчетчиков по отдельным питающим линиям, на коэффициент одновременности нагрузки, фиксируемый в договоре. Если по условиям размещения цехов предприятия и схемы их электроснабжения определение совмещенного максимума нагрузки предприятия в целом невозможно, расчеты производят по заявленной мощности по отдельным источникам питания потребителя. Если абонент, рассчитывающийся за электроэнергию по двухставочному тарифу, отпускает часть энергии субабонентам по одноставочным тарифам, он платит энергоснабжающей организации за мощность, уменьшенную на значение нагрузки этих субабонентов, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы.

Плата за 1 кВт · ч установлена в прейскуранте 09—01 тарифов на электроэнергию за отпущенную потребителю активную электроэнергию, учтенную расчетным счетчиком на стороне первичного напряжения головного абонентского трансформатора. Если счетчик установлен на стороне вторичного напряжения, т. е. после головного абонентского трансформатора, то указанная в прейскуранте плата за 1 кВт · ч отпущенной потребителю электроэнергии при расчетах с потребителем умножается на коэффициент 1,025. При установке расчетного электросчетчика после головного абонентского трансформатора потери электроэнергии от границы балансовой принадлежности электросети до места установки электросчетчика определяют расчетным путем и суммируют с полезным отпуском электроэнергии потребителю. Дополнительной оплате эти потери не подлежат.

Порядок оплаты платежных документов и взымания пени при их несвоевременной оплате изложены в § 1.8 и 2.4 «Правил пользования электрической и тепловой энергией».

## 18.3. СКИДКИ И НАДБАВКИ К ТАРИФУ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ ЗА КОМПЕНСАЦИЮ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ПРОМЫШЛЕННЫХ И ПРИРАВНЕННЫХ К НИМ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

При расчетах с промышленными и приравненными к ним потребителями, а также с железнодорожным и городским электрифицированным транспортом (электротягой), получающими электроэнергию от энергосистем (вспомогательных станций), в том числе и через сети перепродавцов и абонентов, применяют скидки и надбавки к тарифу на электроэнергию за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей.

Примечание. Скидки и надбавки не распространяют на расчеты за электроэнергию, отпускаемую оптовым потребителям-перепродавцам, на производственные нужды сельскохозяйственным и непромышленным потребителям независимо от их присоединенной мощности.

Для потребителей с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше при определении скидок и надбавок за основу принимают наибольшую реактивную мощность, передаваемую из сетей энергосистемы в течение получаса в период максимума ее активной нагрузки, и среднюю реактивную мощность, передаваемую из сети или генерируемую в сеть энергосистемы за период ее наименьшей активной нагрузки, определяемые за квартал по показаниям приборов учета.

Примечание. Периоды наибольших и наименьших активных нагрузок энергосистемы (пиковые и ночная зоны) устанавливают энергоснабжающие организации, фиксирующие это в договоре на пользование электроэнергией.

Скидка или надбавка к тарифу на электроэнергию для потребителей с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше состоит из двух составляющих:

а) надбавка за повышенное потребление реактивной мощности $Q_{\Phi 1}$ по сравнению с заданным энергоснабжающей организацией оптимальным значением $Q_{Э1}$ в часы максимума активной нагрузки энергосистемы. Надбавку, %, за повышенное потребление реактивной мощности по сравнению с заданным оптимальным значением определяют по формуле

$$H_1 = 30\frac{Q_{\Phi 1} - Q_{Э1}}{P_\Phi}, \qquad (18.1)$$

где $P_\Phi$ – фактическое значение максимальной активной мощности потребителя за расчетный период.

Если фактическая реактивная мощность $Q_{\Phi 1}$ меньше заданной $Q_{Э1}$, значение надбавки $H_1$ принимают равным нулю;

б) скидка или надбавка к тарифу за отклонение режима работы компенсирующих устройств от заданного, оцениваемое отклонением фактического потребления реактивной мощности $Q_{\Phi 2}$ от заданного энергоснабжающей организацией оптимального значения $Q_{Э2}$ в часы минимума активной нагрузки энергосистемы. Скидку или надбавку к тарифу за соблюдение заданного режима работы компенсирующих устройств определяют по формуле, %,

$$H_2 = 20\frac{Q_{\Phi 2} - Q_{Э2}}{P_\Phi} - 2. \qquad (18.2)$$

Положительное значение $H_2$ означает надбавку, отрицательное – скидку. Разность в числителе всегда принимают положительной независимо от ее знака.

Скидку или надбавку за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей при оплате электроэнергии по двухставочному тарифу исчисляют с платы за 1 кВт заявленной мощности и 1 кВт·ч потребленной электроэнергии, учтенной расчетным счетчиком. При определении скидок и надбавок полученные значения округляют до десятых долей процента.

Для тяговых подстанций электрифицированного и городского транспорта значение $P_\Phi$ определяют по формуле

$$P_\Phi = 1{,}3\frac{Э_{а,р}}{24Д}, \qquad (18.3)$$

где $Э_{а,р}$ – активная электроэнергия, зафиксированная электросчетчиком за $Д$ суток расчетного периода.

Для этих потребителей допускают определять скидки и надбавки исходя из суммарных значений $P_\Phi$, $Q_{\Phi 1}$, $Q_{\Phi 2}$, $Q_{Э1}$, $Q_{Э2}$ по всем точкам учета, указанным в договоре на пользование электроэнергией.

Контроль за фактической реактивной мощностью потребителя $Q_{\Phi 1}$ производят по счетчикам или другим приборам учета, фиксирующим 30-минутный максимум реактивной нагрузки потребителя в часы суточного максимума энергосистемы. При отсутствии специального устройства, суммирующего реактивную нагрузку (сумматора), совмещенную реактивную мощность потребителя определяют как сумму реактивных нагрузок, зафиксированных электросчетчиком по отдельным питающим линиям. При отсутствии электросчетчиков или других приборов, фиксирующих фактическую реактивную нагрузку, участвующую в максимуме энергосистемы, контроль за этой нагрузкой осуществляют по показаниям обычных счетчиков реактивной мощности, включаемых контактными часами только в часы максимума энергосистемы.

Значение $Q_{\Phi 1}$ определяют по формуле

$$Q_{\Phi 1} = K_{п,р}\frac{Э_{р1}}{t_1 Д}, \qquad (18.4)$$

где $Э_{р1}$ – реактивная энергия, зафиксированная электросчетчиками за $Д$ суток, квар·ч; $t_1$ – число часов работы счетчика в сутки (за период максимума нагрузок энергосистемы); $K_{п,р}$ – коэффициент приведения средней реактивной мощности за время $t_1 Д$ к 30-минутному максимуму, принимаемый равным:

для предприятий с 7-дневной рабочей неделей 1,2; с 6-дневной 1,3; с 5-дневной 1,4.

Примечание. Для тяговых подстанций электрифицированного железнодорожного и городского транспорта данный способ контроля является основным. При этом $K_{п,р}$ принимают равным единице.

Контроль за фактической реактивной мощностью, потребляемой или выдаваемой потребителем в сеть энергосистемы в часы минимума нагрузки, $Q_{ф2}$ осуществляют с помощью обычных счетчиков реактивной мощности (без стопора), включаемых контактными часами в часы наименьшей активной нагрузки энергосистемы.

Значение $Q_{ф2}$ определяют по формуле

$$Q_{ф2} = \frac{Э_{р2}}{t_2 Д}, \qquad (18.5)$$

где $Э_{р2}$ – реактивная энергия, зафиксированная электросчетчиком за $Д$ суток, квар·ч; $t_2$ – число часов работы счетчика в сутки (за период минимума нагрузок энергосистемы).

При отсутствии приборов, фиксирующих фактическую реактивную нагрузку, участвующую в максимуме энергосистемы, а также контактных часов временно, до установки указанных приборов, контроль за реактивной нагрузкой осуществляют путем ежесуточных записей показаний обычных счетчиков реактивной энергии на начало и конец периодов наибольшей и наименьшей активных нагрузок энергосистемы.

Расчетное значение $Q_{ф1}$ определяют по (18.4) при $K_{п,р} = 1{,}2$ и $Д = 1$

$$Q_{ф1} = 1{,}2\frac{Э_{р,t}}{t_1}, \qquad (18.6)$$

где $Э_{р,t}$ – реактивная мощность в часы максимума активных нагрузок энергосистемы за те сутки расчетного периода, в которые он был наибольшим, квар·ч.

Значение $Q_{ф1}$ определяют в этом случае по (18.5) при $Д = 1$ исходя из расхода реактивной мощности в часы минимальных активных нагрузок энергосистемы в те сутки, за которые определено значение $Q_{ф1}$.

Примечание. Для тяговых подстанций электрифицированного железнодорожного и городского транспорта при данных условиях значения $Q_{ф1}$ и $Q_{ф2}$ определяют по (18.4) при $K_{п,р} = 1$ и (18.5) исходя из суммарного расхода реактивной мощности в периоды максимальных и минимальных нагрузок энергосистемы, определенного по ежесуточным записям показаний обычных счетчиков реактивной мощности на начало и конец указанных периодов.

Для потребителей с присоединенной мощностью до 750 кВ·А при определении скидок и надбавок к тарифу за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей за основу принимают отклонение мощности компенсирующего устройства потребителя от значения, заданного энергоснабжающей организацией; несоблюдение установленного периода работы компенсирующего устройства и периоды его работы в течение суток фиксируют в договоре на пользование электроэнергией. Скидку или надбавку к тарифу для потребителей с присоединенной мощностью до 750 кВ·А за отклонение мощности компенсирующего устройства от значения, заданного энергоснабжающей организацией, определяют по шкале в зависимости от коэффициента, %, рассчитанного по формуле

$$k = \frac{Q_{к,ф}}{Q_{к,э}} \cdot 100, \qquad (18.7)$$

где $Q_{к,ф}$ – фактическая мощность компенсирующего устройства потребителя; $Q_{к,э}$ – мощность компенсирующего устройства, заданная энергоснабжающей организацией.

Шкала скидок и надбавок к тарифу за компенсацию реактивной мощности для потребителей с присоединенной мощностью до 750 кВ·А (за отклонение мощности компенсирующего устройства) приведена в табл. 18.1.

При несоблюдении потребителем электроэнергии с присоединенной мощностью до 750 кВ·А заданных энергоснабжающей организацией периодов работы компенсирующего устройства применяют надбавку к тарифу в размере 50% за квартал, в котором замечено нарушение. При этом скидку или надбавку по приведенной выше шкале не применяют.

Таблица 18.1. **Шкала скидок и надбавок к тарифу за компенсацию реактивной мощности для потребителей с присоединенной мощностью до 750 кВ·А**

| Значение коэффициента $k$, % | Размер скидки (со знаком «–») и надбавки (со знаком «+»), % |
|---|---|
| 130 и более | +50 |
| 110–130 | +10 |
| 90–110 | –5 |
| 70–90 | 0 |
| 50–70 | +10 |
| 30–50 | +30 |
| До 30 | +50 |

Отдачу в сеть энергосистемы промышленным предприятием или вспомогательной станцией излишней реактивной мощности производят с согласия энергоснабжающей организации. В этих случаях должны быть установлены счетчики реактивной мощности со стопорами для отдельного учета получаемой и отдаваемой в сеть энергосистемы реактивной мощности. Поступающая в сеть энергосистемы реактивная мощность оплачивается энергоснабжающей организацией по тарифу в размере 25% дополнительной ставки двухставочного тарифа.

Оплату реактивной мощности производят в том случае, если энергоснабжающая организация задает график отдачи реактивной мощности в сеть.

Скидки и надбавки к тарифу на электроэнергию за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей учитывают в окончательном расчете за последний месяц квартала. Контроль за правильным применением шкалы скидок с тарифа на электроэнергию и надбавок к тарифу за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей осуществляет Государственная инспекция по энергетическому надзору Министерства энергетики и электрификации СССР.

## 18.4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И МОНТАЖ СЧЕТЧИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ С ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМИ ТРАНСФОРМАТОРАМИ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

Класс точности трансформаторов тока и напряжения для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должен быть не более 0,5. Допускают использование трансформаторов напряжения класса точности 1,0, для включения расчетных счетчиков – класса точности 2,0. Класс точности расчетных счетчиков активной электроэнергии допускают не ниже 2,0, а счетчиков реактивной мощности – на одну ступень ниже соответствующего класса точности счетчиков активной энергии.

Для присоединения счетчиков технического учета допускают использование трансформаторов тока класса точности 1,0, а также встроенных трансформаторов тока класса точности ниже 1,0, если для получения класса точности 1,0 требуется установка дополнительных комплектов трансформаторов тока. Трансформаторы напряжения, используемые для присоединения счетчиков технического учета, могут иметь класс точности ниже 1,0. На измерительных трансформаторах тока и напряжения должны быть заводские таблички-паспорта. Коэффициент трансформации трансформаторов тока, питающих расчетные и технические счетчики, выбирают по расчетному току присоединения, а для силового трансформатора – по его номинальному току независимо от его загрузки в аварийном режиме.

Для работы в заданном классе точности нагрузка вторичных цепей трансформаторов тока в омах или вольт-амперах не должна превышать номинальных значений, указанных на их заводских табличках-паспортах, т. е.

$$S_2 \leqslant S_{2\text{ном}} \text{ или } Z_2 \leqslant Z_{2\text{ном}}.$$

Присоединение токовых обмоток счетчиков к вторичным обмоткам трансформаторов тока производят, как правило, отдельно от цепей защиты и совместно с электроизмерительными приборами. Допускают совместное присоединение токовых цепей, если оно не приводит к снижению класса точности и надежности цепей трансформаторов тока, служащих для учета, и обеспечивает необходимые характеристики устройств релейной защиты.

При подсчете вторичной нагрузки трансформаторов тока в цепях учета исходят из приведенных ниже положений.

1) Расчетную мощность (нагрузку) во вторичной цепи определяют по формуле, В·А,

$$S_2 = i_{\text{т,т}}^2 Z_2 = \Sigma S_{\text{приб}} + i_{\text{т,т}}^2 (R_{\text{пр}} + R_{\text{конт}}), \tag{18.8}$$

где $i_{\text{т,т}}$ – номинальный вторичный ток трансформатора тока, А; $Z_2$ – расчетное сопротивление внешней сети, Ом; $S_{\text{приб}}$ – нагрузка приборов, В·А; $R_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов, Ом; $R_{\text{конт}}$ – суммарное сопротивление контактов (при одном приборе принято равным 0,015 Ом, при каждом дополнительно включенном приборе сопротивление контактов увеличивается на 0,005 Ом).

2) Расчетную нагрузку наиболее нагруженного трансформатора тока (последовательно включенные обмотки приборов или реле, провода и контакты) определяют по формуле, Ом,

$$Z_2 \approx R_2 = \Sigma R_{\text{приб}} + R_{\text{конт}} + R_{\text{пр}}. \tag{18.9}$$

3) Сопротивление соединительных проводов (кабелей) подсчитывают по формуле, Ом,

$$R_{\text{пр}} = \frac{l}{\gamma s}, \qquad (18.10)$$

где $l$ – длина провода (кабеля), м; $\gamma$ – удельная проводимость, м/(Ом·мм$^2$), равная для меди 57, для алюминия 34; $s$ – сечение провода (кабеля), мм$^2$.

За длину провода принимают: при одном трансформаторе – длину прямого (до счетчиков) и обратного проводов; при соединении трех трансформаторов тока в звезду, когда в нулевом проводе тока нет, – длину прямого провода; при соединении двух трансформаторов тока в неполную звезду – 1,73 длины прямого провода.

В электроустановках выше 1 кВ трансформаторы тока проверяют по электродинамической и термической стойкости в режиме КЗ.

Внутренняя электродинамическая стойкость (допустимая кратность первичного тока) должна удовлетворять условию

$$k_{\text{д}} \geqslant \frac{i_{\text{у}}}{\sqrt{2} I_{\text{т,т}}}, \qquad (18.11)$$

где $i_{\text{у}}$ – ударный ток КЗ, А; $I_{\text{т,т}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

Допустимая кратность термической стойкости односекундного тока по отношению к первичному току, когда $I'' = I_{0,2} = I_{\infty}$, должна удовлетворять условию

$$k_{\text{т}} \geqslant \frac{I_{\infty}\sqrt{t_{\text{ф}}}}{I_{\text{т,т}}}, \qquad (18.12)$$

где $I_{\infty}$ – действующее значение установившегося тока КЗ, А; $t_{\text{ф}}$ – фиктивное время, учитывающее влияние переходного тока на нагрев трансформатора тока, с.

Если трансформаторы тока, выбранные на основании изложенных положений, не удовлетворяют требованиям стойкости к действию токов КЗ, то ПУЭ допускают применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации, когда при максимальной расчетной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформаторов тока составляет не менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной нагрузке – не менее 5%.

Для питания цепей счетчиков применяют как однофазные, так и трехфазные трансформаторы напряжения, в том числе четырех- и пятистержневые, применяемые для контроля изоляции. Цепи учета выводят на самостоятельные сборки зажимов или секции в общем ряду зажимов.

Предельную вторичную нагрузку на одну фазу трансформатора напряжения, зависящую от схемы соединения трансформаторов, определяют по формулам: В·А,

при соединении двух однофазных трансформаторов напряжения в открытый треугольник

$$S_{2\text{ф}} \leqslant S_{\text{ном}}/\sqrt{3}; \qquad (18.13)$$

при соединении однофазных трансформаторов напряжения в звезду

$$S_{2\text{ф}} \leqslant S_{\text{ном}}; \qquad (18.14)$$

для трехфазного трансформатора напряжения

$$S_{2\text{ф}} \leqslant S_{\text{ном}}/3, \qquad (18.15)$$

где $S_{2\text{ф}}$ – предельная вторичная нагрузка одной фазы трансформатора напряжения, определяемая расчетом, В·А; $S_{\text{ном}}$ – номинальная вторичная нагрузка трансформатора напряжения, В·А.

При совместном питании от трансформаторов напряжения цепей учета, АВР и релейной защиты предусматривают в цепях расчетного учета отдельный трехполюсный автоматический выключатель с комбинированным расцепителем (например, типа АП50-3МТ). На каждый трансформатор напряжения устанавливают по одному такому выключателю. Автоматический выключатель помещают в кожух с застекленным смотровым окном и приспособлением для его пломбирования работниками Энергосбыта. На подстанциях, где трансформатор эксплуатирует энергоснабжающая организация, автоматические выключатели устанавливают перед счетчиками абонента.

Сечение и длину проводов и кабелей в цепях напряжения расчетных счетчиков выбирают такими, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,25% номинального напряжения при питании от трансформаторов напряжения класса точности 0,5 и не более 0,5% при питании от трансформаторов напряжения класса точности 1,0.

Потери напряжения от трансформаторов напряжения до счетчиков технического учета должны составлять не более 1,5% номинального напряжения. Сечения жил проводов или кабелей, мм$^2$, для внешних соединений счетчиков должны быть не менее:

| | Медные | Алюминиевые |
|---|---|---|
| С трансформаторами тока . . . . | 2,5 | 4 |
| С трансформаторами напряжения | 1,5 | 2,5 |

Таблица 18.2. **Счетчики активной энергии однофазные (непосредственное включение)**

| Тип счетчика | Класс точности | Номинальные токи, А | Номинальные напряжения, В | Потребляемая мощность, Вт |
|---|---|---|---|---|
| СО-И445Э, И445Т | 2,0 | 2,5; 5; 10; 20 | 110; 127; 220; 230; 240; 250; 380 | 1,3 |
| СО-И449Э, И449Т | 2,0 | 2,5; 5; 10; 15; 20 | 110; 115; 120; 127; 220; 230; 240; 250; 380 | 1,5 |
| СО-И446 | 2,5 | 10–30 | 127; 220 | 2 |
| СО-5У | 2,5 | 10–30 | 220 | 2 |

Максимальное сечение жил проводов и кабелей, которые можно подключить к зажимам счетчика, должно быть не более 10 мм$^2$. В случае применения проводов сечением более 10 мм$^2$ (когда трансформаторы тока значительно удалены от счетчиков) при подключении к счетчикам рекомендуют применять специальные переходные зажимы. Концы проводов или жил кабелей, идущие от трансформаторов тока к счетчикам, должны иметь бирки со встречной маркировкой. Монтаж проводов и кабелей выполняют в соответствии с требованиями ПУЭ.

В табл. 18.2 приведены технические данные электрических однофазных счетчиков, предназначенных для учета активной энергии переменного тока.

В табл. 18.3 и 18.4 приведены технические данные счетчиков электроэнергии, которые представляют собой стационарные электроизмерительные приборы индукционной системы, служат для учета активной энергии и реактивной мощности трехфазного переменного тока с номинальной частотой 50 Гц.

Счетчики типов СА3-И670Д, СА3У-И670Д, СА4-И672Д, СА4У-И672Д, СР4-И673Д и СР4У-И673Д имеют телеметрический выход, применяемый для преобразования информации об измеряемой энергии в электрические импульсы постоянного тока и передачи их на расстояние. Счетчики типов СА3У-И670Д и СР4У-И673Д, имеющие на 1 кВт·ч (квар·ч) 1000 импульсов, применяют в информационно-измерительной системе ИИСЭ1-48.

Примечание. Пределы основной погрешности при различных параметрах нагрузки ($m$ – ток, % $I_{ном}$), номинальном напряжении и частоте, %:

| | СО-И445 | СО-И446 |
|---|---|---|
| $5 \leqslant m < 10$ и $\cos\varphi = 1$ | ±2,5 | ±3,5 |
| $10 \leqslant m < I_{max}$ и $\cos\varphi = 1$ | ±2,0 | ±2,0 |
| $10 \leqslant m < 20$ и $\cos\varphi =$ = 0,5 инд. . . . . | ±2,5 | ±4,0 |
| $20 \leqslant m < I_{max}$ и $\cos\varphi =$ = 0,5 инд. . . . . | ±2,0 | ±2,0 |

$I_{max}$ – максимальный ток, соответствующий верхнему пределу диапазона учитываемых нагрузок.

Пределы допустимой систематической составляющей относительной погрешности $\Delta_{с,д}$ трехфазных счетчиков указаны в табл. 18.5 и 18.6.

Потребляемая мощность (активная и полная) при номинальном напряжении и номинальной частоте для трехфазных счетчиков приведена в табл. 18.7.

Потребляемая полная мощность в каждой токовой цепи при номинальном токе не должна превышать 2,5 В·А для счетчиков косвенного включения и универсальных и 4 В·А для счетчиков непосредственного включения.

Универсальные счетчики имеют на лицевой стороне крышки съемный щиток. На щитке при установке счетчика для эксплуатации наносят коэффициенты трансформации по току и напряжению измерительных трансформаторов, в комплекте с которыми счетчик должен работать, а также коэффициент $K$, на который нужно умножить показания счетного механизма, чтобы получить истинную учтенную счетчиком электроэнергию. Нанесение коэффициентов и опломбирование крышки осуществляют организации и лица, имеющие на это полномочия.

У универсальных счетчиков схема телеметрического выхода размещена на цоколе счетчика снаружи и имеет свободный доступ без вскрытия счетчика. Согласно этой схеме необходимо подключить линию связи, приемник сигналов и источник питания.

Частота следования импульсов зависит от нагрузки, которую учитывает счетчик. Для счетчиков цену импульсов определяют согласно следующей методике.

Таблица 18.3. **Счетчики активной энергии**

| Тип счетчика | Класс точности | Подключение | Номинальный ток, А | Номинальное линейное напряжение, В |
|---|---|---|---|---|
| СА3-И681 | 1,0 | Через трансформаторы тока и напряжения | Первичный: 10*; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000; 3000; 5000; 8000; 10000. Вторичный: 5 | Первичное: 380; 500; 660; 3000; 6000; 10000; 35000; 110000; 154000; 220000; 330000; 500000; 750000. Вторичное: 100 |
| СА3-И681 | 1,0 | Через трансформаторы тока | Первичный: 10; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000; 3000; 5000; 8000; 10000. Вторичный: 5 | 220; 380 |
| СА3У-И681 | 1,0 | Через любые трансформаторы тока и напряжения | 1,5 | 100; 220; 380 |
| СА4-И682 | 1,0 | Через трансформаторы тока | Первичный: 10; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000: 1500; 2000; 3000; 5000; 8000; 10000. Вторичный: 5 | 220; 380 |
| СА4У-И682 | 1,0 | Через любые трансформаторы тока | 5 | 220; 380 |
| СА3-И670М | 2,0 | Непосредственное | 5; 10 | 127; 220; 380 |
| | | Через трансформаторы тока и напряжения | Первичный: 5*; 10*; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000. Вторичный: 5 | Первичное: 380; 500; 660; 3000; 6000; 10000; 35000. Вторичное: 100 |
| | | Через трансформаторы тока | Первичный: 10; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000. Вторичный: 5 | 127; 220; 380 |
| СА3У-И670М | 2,0 | Через любые трансформаторы тока и напряжения | 1; 5 | 100; 127; 220; 380 |
| СА3-И670Д | 2,0 | Непосредственное | 5; 10 | 220; 380 |
| | | Через трансформаторы тока и напряжения | Первичный: 5*; 10* 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000. Вторичный: 1; 5 | Первичное: 380; 500; 660; 3000; 6000; 10000; 35000. Вторичное: 100 |
| | | Через трансформаторы тока | Первичный: 10; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000. Вторичный: 1; 5 | 220; 380 |
| СА3У-И670Д с телеметрическим выходом | 2,0 | Через любые трансформаторы тока и напряжения | 1; 5 | 100; 220; 380 |

*Продолжение табл. 18.3*

| Тип счетчика | Класс точности | Подключение | Номинальный ток, А | Номинальное линейное напряжение, В |
|---|---|---|---|---|
| СА3У-И670Д для работы с ИИСЭ1-48 | 2,0 | | 5 | 100; 380 |
| СА4-И672Д с телеметрическим выходом | 2,0 | Непосредственное | 5; 10 | 220; 380 |
| | | Через трансформаторы тока | Первичный: 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500. Вторичный: 5 | 220; 380 |
| СА4У-И672Д | 2,0 | Через любые трансформаторы тока | 5 | 220; 380 |
| СА4-И672М | 2,0 | Непосредственное | 5; 10 | 220; 380 |
| | | Через трансформаторы тока | Первичный: 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000. Вторичный: 5 | 220; 380 |
| СА4У-И672М | 2,0 | Через любые трансформаторы тока | 5 | 220; 380 |
| СА3-И677, И678 | 2,0 | Непосредственное | 20; 30; 50 | 127; 220; 380 |
| СА3-И684 | 2,0 | Непосредственное | 5; 10 | 127; 220; 380 |
| СА4-И685 | 2,0 | Непосредственное | 5; 10 | 220; 380 |

* Для напряжений 6000 В и выше.

Таблица 18.4. **Счетчики реактивной мощности**

| Тип счетчика | Класс точности | Подключение | Номинальный ток, А | | Номинальное линейное напряжение, В | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | при включении в цепь | | | |
| | | | трехпроводную | четырехпроводную | трехпроводную | четырехпроводную |
| СР4-И673Д с телеметрическим выходом | 3,0 | Непосредственное | 5; 10 | 5; 10 | 220; 380 | 220; 380 |
| | 2,0 | Через трансформаторы тока | Первичный: 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000 Вторичный: | | 220; 380 | 220; 380 |
| | | | 1; 5 | 5 | | |

*Продолжение табл. 18.4*

| Тип счетчика | Класс точности | Подключение | Номинальный ток, А | | Номинальное линейное напряжение, В | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | при включении в цепь | | | |
| | | | трехпроводную | четырехпроводную | трехпроводную | четырехпроводную |
| | 2,0 | Через трансформаторы тока и напряжения | Первичный: 5; 10; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000<br>Вторичный: 1; 5 | 5 | Первичное: 380; 500; 660; 3000; 6000; 10 000; 35 000. Вторичное: 100 | — |
| СР4У-И673Д с телеметрическим выходом | 2,0 | Через любые трансформаторы тока и напряжения | 1; 5 | 5 | 100; 220; 380 | 220; 380 |
| СР4У-И673Д для работы с ИИСЭ1-48 | 2,0 | Через любые трансформаторы тока и напряжения | 5 | — | 100; 380 | — |
| СР4У-И673М | 2,0 | Через любые трансформаторы тока и напряжения | 1; 5 | 5 | 100; 220; 380 | 220; 380 |
| СР4-И673М | 3,0 | Непосредственное | 5; 10 | | 220; 380 | 220; 380 |
| | 2,0 | Через трансформаторы тока и напряжения | Первичный: 5*, 10*; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000. Вторичный: 5 | | Первичное: 380; 500; 660; 3000; 6000; 10 000; 35 000. Вторичное: 100 | — |
| | | Через трансформаторы | Первичный: 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000. Вторичный: 5 | | 220; 380 | 220; 380 |
| СР4-И679 | 3,0 | Непосредственное | 20; 30; 50 | | 127; 220; 380 | 220; 380 |
| СР4-686 | 3,0 | Непосредственное | 5; 10 | | 127; 220; 380 | 220; 380 |
| СР4-И689 | 1,5 | Через трансформаторы тока | Первичный: 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000; 3000; 5000; 8000; 10 000. Вторичный: 5 | | 220; 380 | 220; 380 |
| СР4-И689 | 1,5 | Через трансформаторы тока и напряжения | Только в трехпроводную цепь Первичный; 5*; 10*; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000; 3000; 5000; 8000; 10 000. Вторичный: 5 | | Только в трехпроводную цепь Первичное: 380; 500; 660; 3000; 6000; 10 000; 35 000. Вторичное: 100 | |

*Продолжение табл. 18.4*

| Тип счетчика | Класс точности | Подключение | Номинальный ток, А | | Номинальное линейное напряжение, В | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | при включении в цепь | | | |
| | | | трехпроводную | четырехпроводную | трехпроводную | четырехпроводную |
| СР4У-И689 | 1,5 | Через любые трансформаторы тока и напряжения | 1,5 | 5 | 100; 220; 380 | 220; 380 |

* *Для напряжений 6000 В и выше.*

Таблица 18.5. **Счетчики активной энергии**

| Ток, % номинального | Коэффициент мощности $\cos\varphi$ | Пределы $\Delta_{с,д}$, %, не более, для классов точности | |
|---|---|---|---|
| | | 1,0 | 2,0 |
| 5–10 | 1 | ±2 | ±2,5 |
| 10–20 | 0,5 инд. $\leqslant \cos\varphi \leqslant$ 1 | ±3–2 | ±3 |
| 20–120 (для счетчиков косвенного включения и универсальных) | 0,5 инд. $\leqslant \cos\varphi \leqslant$ 1 | ±1 | ±2 |
| 20–200 (для счетчиков непосредственного включения) | 0,5 инд. $\leqslant \cos\varphi \leqslant$ 1 | ±1 | ±2 |

Таблица 18.6. **Счетчики реактивной мощности**

| Ток, % номинального | Коэффициент мощности $\sin\varphi$ | Пределы $\Delta_{с,д}$, %, не более, для классов точности | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 1,5 | 2,0 | 3,0 |
| 5–10 | 1 | ±2,5 | ±3 | ±4 |
| 10–20 | 0,5 инд. емк. $\leqslant \sin\varphi \leqslant$ 1 | $\pm(3{,}5-2\sin\varphi)$ | $\pm(4-2\sin\varphi)$ | $\pm(5-2\sin\varphi)$ |
| 20–120 (для счетчиков косвенного включения и универсальных) | 0,5 инд. емк. $\leqslant \sin\varphi \leqslant$ 1 | ±1,5 | ±2 | ±3 |
| От 20 до максимального значения включительно (для счетчиков непосредственного включения) | 0,5 инд. емк. $\leqslant \sin\varphi \leqslant$ 1 | ±1,5 | ±2 | ±3 |

Примечание. Счетчики, имеющие стопор обратного хода, при емкостной нагрузке не испытывают.

Таблица 18.7. **Активная и полная потребляемые мощности для трехфазных счетчиков**

| Напряжение, В | Потребляемая мощность, не более, для классов точности | |
|---|---|---|
| | 1,0, 1,5 | 2,0, 3,0 |
| До 250 | 3 Вт; 12 В·А | 2 Вт; 8 В·А |
| 250–300 на каждый 1 В | 0,03 Вт, 0,12 В·А | 0,02 Вт; 0,08 В·А |
| 300–380 на каждый 1 В | 0,015 Вт; 0,06 В·А | 0,01 Вт; 0,04 В·А |

Передаточное число $A$ счетчиков с телеметрическим выходом определяют по формуле, обороты диска, кВт·ч (квар·ч)

$$A = \frac{144 \cdot 10^6}{173UI}, \qquad (18.16)$$

где $U$ – номинальное линейное напряжение счетчика, В; $I$ – номинальный ток счетчика, А; для трансформаторных счетчиков $U$ и $I$ – первичное напряжение и ток измерительных трансформаторов.

Если $2150 < A < 21\,500$, то цена импульса равна 0,01 кВт·ч (квар·ч); если $215 < A < 2150$, то цена импульса равна 0,1 кВт·ч (квар·ч); если $21{,}5 < A < 215$, то цена импульса равна 1 кВт·ч (квар·ч) и т. д., т. е.

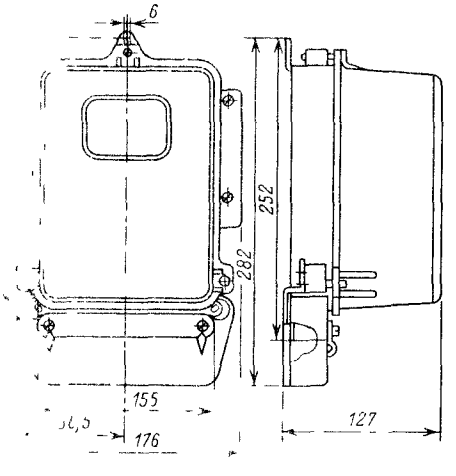



Рис. 18.1. Габариты и установочные размеры счетчиков типов СА3-И670Д, СА3У-И670Д, СА3-И670М, СА3У-И670М, СА4-И672Д, СА4У-672Д, СА4-И672М, СА4У-И672М, СР4-И673Д, СР4У-И673Д, СР4-И673М, СР4У-И673М, СА3-И681, СА3У-И681, СА4-И682, СА4У-И682, СР4-И689 и СР4У-И689

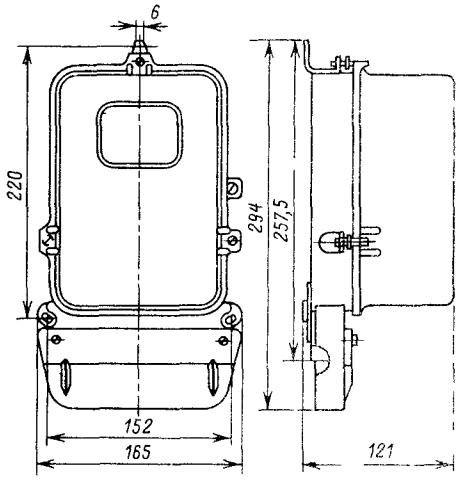



Рис. 18.2. Габариты и установочные размеры счетчиков типов СА4-И678, СР4-И679, СА3-И677, СА3-И684, СА4-И685, СР4-И686

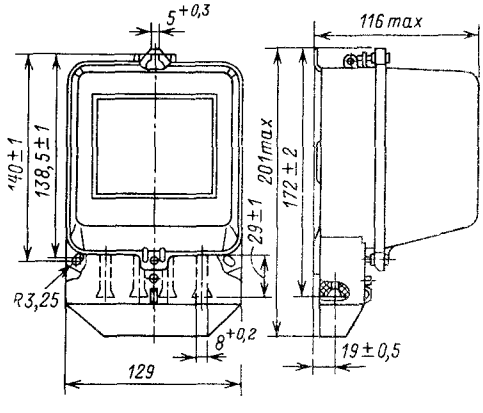



Рис. 18.3. Габаритные и установочные размеры счетчиков типов СО-И445Э; СО-И445Т, СО-И449Э, СО-И449Т, СО-И446

с уменьшением числа $A$ на разряд цена импульса увеличивается на один разряд. Период следования импульсов $T$ определяют по формуле, с,

$$T = \frac{3600 \cdot 1000\,B}{P}, \qquad (18.17)$$

где $B$ – цена импульса, кВт·ч (квар·ч); $P$ – мощность трехфазной нагрузки, Вт (вар).

Поверку счетчиков производят в соответствии с ГОСТ 8.259 – 77. Счетчики подлежат периодической поверке в соответствии с ГОСТ 8.002 – 71.

Счетчики устанавливают в шкафах, камерах комплектных распределительных устройств (КРУ, КРУН), на панелях, щитах, в нишах, на стенах, имеющих достаточно жесткую конструкцию. Допускают крепление счетчиков на деревянных, пластмассовых или металлических щитках. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков должна быть в пределах 0,8 – 1,7 м. Допускается высота менее 0,8, но не менее 0,4 м. В местах, где есть опасность механических повреждений счетчиков или их загрязнения, или в местах, доступных для посторонних лиц (например, проходы, лестничные клетки), для счетчиков предусматривают запирающийся шкаф с окошком на уровне циферблата. Аналогичные шкафы устанавливают также для совместного размещения счетчиков и трансформаторов тока при выполнении учета на стороне низшего напряжения (на вводе у потребителей). Конструкции и размеры шкафов, ниш, щитков и т. п. должны обеспечивать удобный доступ к зажимам счетчиков и трансформаторов тока. Кроме того, должна быть обеспечена возможность удобной замены счетчика и установки его с уклоном не более 1°. Конструкция его крепления должна обеспечивать возможность установки и съема счетчика с лицевой стороны. Габариты и установочные размеры наиболее распространенных типов счетчиков приведены на рис. 18.1 – 18.3.

Счетчики размещают в сухих помещениях, не имеющих агрессивных паров и газов, с температурой воздуха в зимнее время не ниже 0 °С. Установка счетчиков в помещениях, где температура может превышать 40 °С, не допускается. При наличии у потребителя нескольких расчетных счетчиков около каждого из них должна быть надпись о названии присоединения. Непосредственно под счетчиком предусматривают место для установки испытательной коробки. Для безопасной установки и замены счетчиков и трансформаторов тока в сетях до 380 В предусматривают возможность отключения счетчика установленным до него (по направлению потока мощности) на расстоянии не более 10 м коммутационным аппаратом или предохранителями. Заземление (зануление) счетчиков и трансформаторов тока выполняют в соответствии с требованиями ПУЭ. Включать счетчики необходимо в полном соответствии с их номинальными данными и обозначением обмоток, имеющимся как на зажимной коробке, так и на схеме, расположенной на внутренней стороне крышки зажимной коробки, а также с соблюдением задаваемой последовательности фаз (схемы включения счетчиков представлены на рис. 18.4 – 18.20).

После подключения счетчика зажимную коробку закрывают крышкой и пломбируют.

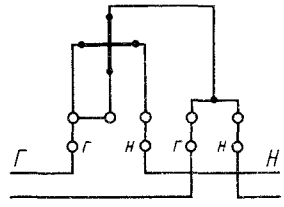



Рис. 18.4. Схема включения счетчиков типов СО-И445Э, СО-И445Т, СО-И449Э, СО-И449Т, СО-И446 по ГОСТ 6570 – 75

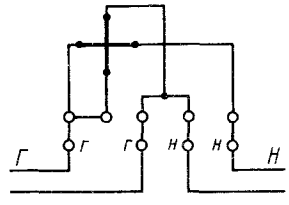



Рис. 18.5. Схема включения счетчиков типов СО-И445Э, СО-И445Т, СО-И449Э, СО-И449Т, СО-И446 по Британскому стандарту В537

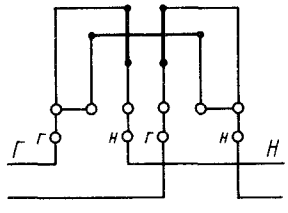



Рис. 18.6. Схема включения счетчиков типов СО-И445Э, СО-И445Т, СО-И449Э, СО-И449Т, СО-И446 с разделенной токовой катушкой для двухпроводной сети

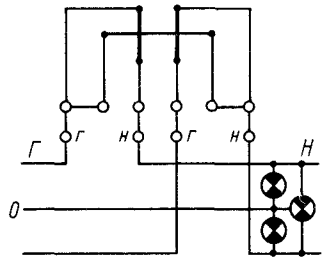



Рис. 18.7. Схема включения счетчиков типов СО-И445Э, СО-И445Т, СО-И449Э, СО-И449Т, СО-И446 с разделенной токовой катушкой для трехпроводной сети

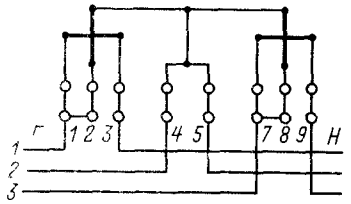



Рис. 18 8. Схема непосредственного включения счетчиков типов СА3-И670Д и СА3-И670М

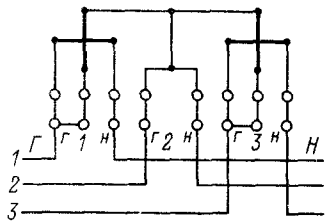



Рис. 18.9. Схема включения счетчиков типов СА3-И677 и СА3-И684

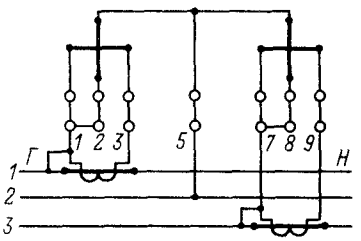



Рис. 18.10. Схема включения счетчиков типов СА3-И670Д, СА3У-И670Д, СА3-И670М, СА3У-670М, СА3-И681 и СА3У-И681 с трансформаторами тока в трехпроводную сеть

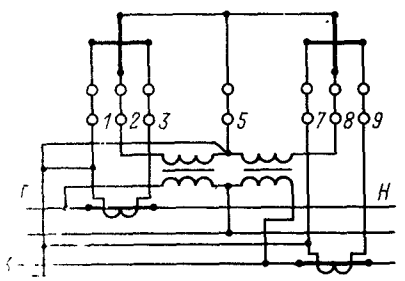



Рис. 18.11. Схема включения счетчиков типов СА3-И670Д, СА3У-И670Д, СА3-И670М, СА3У-И670М, СА3-И681 и СА3У-И681 с трансформаторами тока и напряжения в трехпроводную сеть

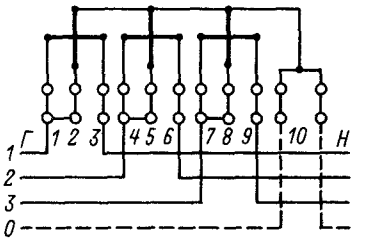



Рис. 18.12. Схема включения счетчиков типов СА4-И672Д и СА4-И672М

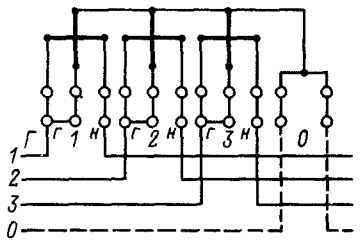



Рис. 18.13. Схема включения счетчиков типов СА4-И678 и СА4-И685

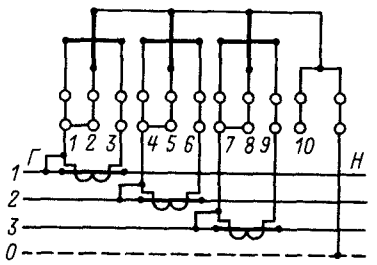



Рис. 18.14. Схема включения счетчиков типов СА4-И672Д, СА4У-И672Д, СА4-И672М, СА4У-И672М, СА4-И682 и СА4У-И682 с трансформаторами тока в четырехпроводную сеть

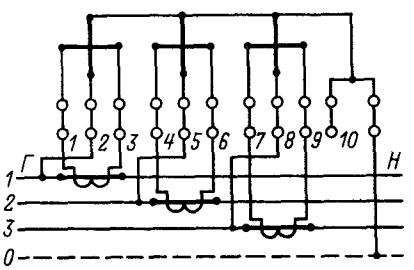



Рис. 18.15. Схема включения счетчиков типов СА4-И672Д, СА4У-И672Д, СА4-И672М, СА4У-И672М, СА4-И682 и СА4У-И682 с трансформаторами тока и с самостоятельным выводом цепи напряжения в четырехпроводную сеть

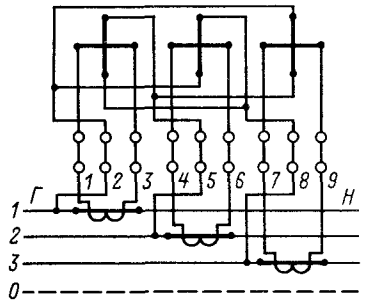



Рис. 18.16. Схема включения счетчиков типов СР4-И673Д, СР4У-И673Д, СР4-И673М, СР4У-И673М, СР4-И689 и СР4У-И689 с трансформаторами тока в четырехпроводную сеть

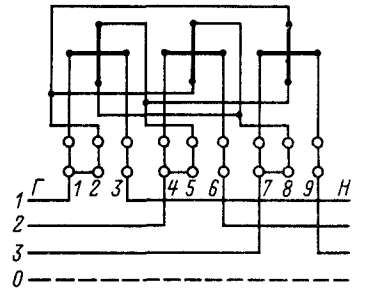



Рис. 18.17. Схема непосредственного включения счетчиков типов СР4-И673Д и СР4-И673М в трех- и четырехпроводную сеть

Развивающееся энергетическое хозяйство страны требует применения новых систем учета электроэнергии, которые обеспечивают более высокую точность коммерческого и технического учета, осуществляют автоматическое регулирование потребления электроэнергии в рамках заданных режимов электропотребления. Такими системами являются автоматизированные информационно-измерительные и управляющие системы учета и контроля электроэнергии ИИСЭ1-48, ИИСЭ2, ИИСЭ3.

Автоматизированная информационно-измерительная система учета и контроля электроэнергии ИИСЭ1-48 предназначена для расчета потребителей промышленных предприятий, транспорта и сельского хозяйства за электроэнергию по двухставочному тарифу с основной платой за заявленную получасовую совмещенную мощность в часы максимумов нагрузки энергосистемы и дополнительной платой за потребленную электроэнергию, а также для расчетов по много-

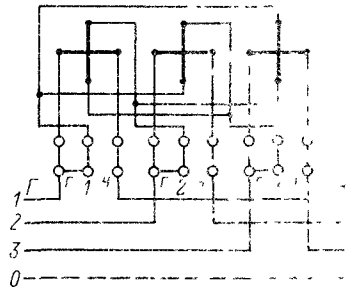



Рис. 18.18. Схема непосредственного включения счетчиков типов СР4-И679 и СР4-И686 в трех- и четырехпроводную сеть

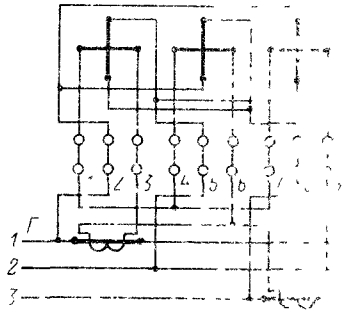



Рис. 18.19. Схема включения счетчиков типов СР4-И673Д, СР4У-И673Д, СР4-И673М, СР4У-И673М, СР4-И689 и СР4У-И689 в трехпроводную сеть

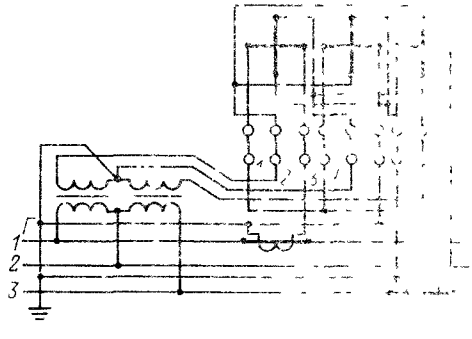



Рис. 18.20. Схема включения счетчиков типов СР4-И673Д, СР4У-И673Д, СР4-И689 и СР4У-И689 с трансформаторами тока и напряжения в трехпроводную сеть

ставочным позонным тарифам в соответствии с прейскурантом 09 – 01.

Системы ИИСЭ1-48 выпускают в трех модификациях, каждая из которых может

быть двух видов – с передачей информации от счетчиков-датчиков до 3 и до 12 км. Система может применяться также для технического учета электроэнергии в цехах промышленных предприятий для межцехового учета, на электростанциях, подстанциях, в качестве нижней ступени АСУ ТП.

Система ИИСЭ1-48 обеспечивает:

а) сбор, обработку и накопление нарастающим итогом информации о получаемой, потребляемой или отдаваемой электроэнергии (активной или реактивной) в течение расчетного периода, в часы максимума энергосистемы и в часы ночного провала нагрузки;

б) вычисление значения совмещенной мощности (активной и реактивной) за предыдущие полчаса в часы максимума нагрузки энергосистемы;

в) вычисление и хранение в течение расчетного периода времени максимального значения совмещенной получасовой (активной и реактивной) мощности в часы максимума нагрузки энергосистемы;

г) запись текущей совмещенной мощности предприятия (активной или реактивной);

д) сигнализацию превышения заданной потребляемой мощности предприятия или автоматическое отключение выделенной мощности в часы максимума нагрузки энергосистемы;

е) учет первичными датчиками расхода электроэнергии (активной и реактивной) отдельно по каждой линии приема или отдачи электроэнергии;

ж) вызов на индикацию в десятичном коде значения любого регистра (вычисляемого параметра) и текущего времени;

з) регистрацию всех расчетных параметров цифропечатающим устройством через 30 мин автоматически и по вызову;

и) запись суммарного потребления электроэнергии для регулирования диспетчером нагрузки предприятия.

В качестве счетчиков-датчиков могут быть использованы электронные счетчики типа Ф441 класса точности 0,5 по активной энергии и класса 1,0 – по реактивной. Цена выходного импульса этого счетчика составляет 0,0001 кВт·ч/имп (квар·ч/имп). При подключении вместо счетчиков-датчиков электроэнергии других счетчиков система ИИСЭ1-48 может вести учет и контроль различных видов энергоносителей или других параметров (потерь электроэнергии, расходов энергоносителей, тепла). Система функционирует в диапазоне $\pm 5 \div 35$ °С при относительной влажности 30 – 80%, атмосферном давлении (760 ± 25) мм. рт. ст. Максимальное количество каналов учета 48. Допустимая систематическая составляющая относительной погрешности системы ИИСЭ1-48 в определении величин не превышает 1,5% при электросчетчиках-датчиках класса 1,0 и 2% – класса 1,5.

Случайная составляющая относительной погрешности системы в определении получасовой совмещенной мощности при цене импульса 0,001 кВт·ч/имп (квар·ч/имп) и вторичном токе трансформаторов тока не менее 20% номинального не превышает 0,5%. Суточная погрешность текущего времени ± 15 с.

Автоматизированная информационно-измерительная система ИИСЭ2 имеет более гибкую структуру построения и обладает дополнительными функциональными возможностями по сравнению с ИИСЭ1-48. Система ИИСЭ2 может более широко использоваться в качестве первичных устройств сбора и предварительной обработки информации для АСУ и АСУ ТП промышленных предприятий, электростанций и подстанций, сетевых районов.

Дополнительными функциональными возможностями ИИСЭ2 являются:

а) увеличение числа каналов до 96 и 192;

б) наличие ячеек памяти для накапливания нарастающим итогом информации о расходе электроэнергии индивидуально по каждому каналу учета;

в) увеличение числа итоговых ячеек памяти (регистров) до 32;

г) простота привязки системы к конкретной схеме электроснабжения путем набора и занесения в перепрограммируемое запоминающее устройство соответствующих микропрограмм обработки поканальной и итоговой информации, а также легкость смены этих микропрограмм при изменении схемы электроснабжения, вызов задаваемых микропрограмм на индикаторное табло пульта или на печать;

д) определение минимальной совмещенной получасовой (часовой) мощности за расчетный период, что необходимо для генерирующих установок;

е) возможность определения отношений, например $\cos\varphi$, и их максимальных и минимальных значений;

ж) увеличение расстояния передачи информации с помощью ретрансляторов (каждый ретранслятор увеличивает дальность передачи информации на последующие 12 км).

Система ИИСЭ2 конструктивно стыкуется с подсистемой контроля качества электроэнергии (ПКЭ). Все итоговые показа-

тели качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109 – 67* и дополнительные параметры рассчитываются на ЭВМ, получающей информацию от ПКЭ.

Система ИИСЭ3 предназначена для малых промышленных предприятий. Число каналов учета электроэнергии равно шестнадцати. В системе может отсутствовать цифропечатающее устройство, а накапливаемая и рассчитываемая информация не стирается при исчезновении питающего напряжения. Это достигается применением постоянного полупроводникового запоминающего устройства с перезаписью информации или надежным резервированием питания. В системе ИИСЭ3 используются индивидуальные каналы передачи информации от счетчиков-датчиков, а также многоканальные счетчики с уплотненной передачей информации. Системы ИИСЭ3 могут работать в комплексе, обеспечивая потребности в учете и контроле электроэнергии более крупных предприятий. Для этого режима работы используются устройства передачи данных между отдельными уровнями системы и другие устройства, включая цифропечатающие машины, устройства записи графиков и управления нагрузкой, дисплеи.

РАЗДЕЛ ДЕВЯТНАДЦАТЫЙ

# ЭЛЕКТРОБАЛАНС И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

## 19.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО СОСТАВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРОБАЛАНСА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Электробаланс промышленного предприятия состоит из прихода и расхода электроэнергии (активной и реактивной). В приход включается электроэнергия, полученная от энергосистемы, от сетей других предприятий и выработанная электрическими установками предприятия (генераторы промышленных ТЭЦ и ГЭС, синхронные компенсаторы и конденсаторы). Приходная и расходная части учитываются по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии.

Приходная часть электробаланса для активной энергии составляется по промышленному предприятию, цехам предприятия, отдельным энергоемким агрегатам (по особому указанию главного энергетика предприятия или инспекции энергосбыта).

Расходную часть электробаланса активной электроэнергии разделяют на следующие статьи расхода:

1) прямые затраты электроэнергии на основной технологический процесс с выделением полезного расхода электроэнергии на выпуск продукции без учета потерь в различных звеньях энергоемкого технологического оборудования (электрические печи, компрессорные и насосные установки, прокатные станы и другие крупные потребители электроэнергии);

2) косвенные затраты электроэнергии на основной технологический процесс вследствие его несовершенства или нарушения технических норм (влажная шихта, недогрев слитков при прокате и т. п.);

3) затраты электроэнергии на вспомогательные нужды (вентиляция помещений цехов, цеховой транспорт, освещение и т. п.);

4) потери электроэнергии в элементах системы электроснабжения (линиях, трансформаторах, реакторах, компенсирующих устройствах и двигателях);

5) отпуск электроэнергии посторонним потребителям (столовые, клубы, поселки, магазины, городской электрический транспорт и т. д.).

Наличие всех пяти статей расхода электроэнергии при составлении электробаланса не является обязательным. Например, в электробалансе промышленных предприятий могут отсутствовать статьи 2 и 5, а статья 3 часто может быть выделена не полностью. Удельный расход электроэнергии в электробалансе должен быть отнесен на единицу продукции, сопоставимую с соответствующими показателями других цехов и заводов. Например, расход электроэнергии для выработки сжатого воздуха должен производиться не на кубометр, а на кубометр воздуха с давлением в одну атмосферу, или расход воды – не на кубометр, а на кубометр воды, поднятой на 10 м, и т. д.

Задачами составления электробаланса являются:

а) выявление и нахождение расходов электроэнергии по статьям 2, 3, 4 и 5 с тем, чтобы четко выделить расход электроэнергии на основную продукцию предприятия;

б) определение действительных удельных норм расхода электроэнергии на единицу продукции предприятия;

в) выявление возможности сокращения непроизводительных расходов электроэнергии (статьи 2, 3, 4, 5) и уменьшения расхода электроэнергии на выпуск основной продукции путем проведения различных мероприятий, усовершенствующих технологический процесс, и сопоставления из месяц в месяц, из года в год действительных удельных норм расхода электроэнергии на основную продукцию завода.

Для обеспечения единой методики расчета потерь электроэнергии ниже приведены соответствующие формулы и примеры расчета. При составлении электробаланса рекомендуется выделять энергетические цехи (насосные, компрессорные, котельные), а также вентиляционные и электропечные установки.

## 19.2. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ

Среднее значение тока какого-либо участка сети определяют по показаниям счетчиков, имеющихся на данном участке сети. Отличие среднеквадратического тока, по которому должны рассчитываться потери электроэнергии, от среднего учитывают коэффициентом формы графика суточной нагрузки

$$I_{ск} = K_ф I_{ср}, \qquad (19.1)$$

где $I_{ск}$ – среднеквадратическое значение тока; $I_{ср}$ – среднее значение тока.

Значение $K_ф$ какой-либо линии может быть подсчитано по показаниям счетчика активной энергии, имеющегося на данной линии,

$$K_ф = \sqrt{m}\frac{\sqrt{\Sigma(Э'_а)^2}}{Э_а} \approx \frac{P_{ск}}{P_{ср}} \approx \frac{I_{ск}}{I_{ср}}, \qquad (19.2)$$

где $Э_а$ – расход активной электроэнергии за время $t$, определяемый по счетчику; $Э'_а$ – то же за время $\Delta t = t/m$; $m$ – число отметок показаний счетчика в течение времени, за которое определяется $K_ф$; $t$ – время, за которое определяется $K_ф$.

Для электрических нагрузок большинства промышленных предприятий $K_ф$ обычно находится в пределах 1,01 – 1,1. Меньшие значения $K_ф$ соответствуют электрическим нагрузкам с бóльшим числом приемников (например, электрическая нагрузка цеховой заводской подстанции). Бóльшие значения относятся к электрическим нагрузкам с меньшим числом приемников (например, электрическая нагрузка какой-либо линии, отходящей от подстанции). Для промышленного предприятия с достаточно постоянными производственной программой и технологическим процессом $K_ф$ меняется незначительно. В этом случае $K_ф$ определяют 3 – 5 раз и, усреднив его, принимают постоянным в пределах месяца или года.

Потери электроэнергии за учетный период (месяц, квартал, год) приближенно определяют как произведение потерь электроэнергии за сутки учетного периода, называемые характерными, на число рабочих суток в учетном периоде. Если предприятие работает с выходными днями, то потери электроэнергии за выходные дни считаются отдельно. Характерные в отношении потребления электроэнергии сутки находят следующим образом:

1) по записям в вахтенном журнале определяют расход электроэнергии за учетный период времени;

2) по найденному за учетный период (например, месяц, год) расходу электроэнергии находят среднесуточный расход электроэнергии;

3) по вахтенному журналу находят сутки, имеющие такой же (или близкий к нему) расход электроэнергии, как и полученный выше среднесуточный расход;

4) найденные таким образом сутки и их действительный график нагрузки принимают за характерные.

**Потери в электрической сети.** Потери электроэнергии в какой-либо линии за учетный период

$$\Delta Э = 3K_ф^2 I_{ср}^2 R_э T_р, \qquad (19.3)$$

где $T_р$ – число рабочих часов за учетный период; $R_э$ – эквивалентное активное сопротивление линии; $I_{ср}$ – среднее за характерные сутки значение тока линии,

$$I_{ср} = \frac{\sqrt{Э_а^2 + Э_р^2}}{\sqrt{3}\,U T_р}$$

или

$$I_{ср} = \frac{Э_а}{\sqrt{3}\,U T_р \cos\varphi_{св}}, \qquad (19.4)$$

где $Э_а$, $Э_р$ – расход активной, кВт·ч, и реактивной, квар·ч, энергии за характерные сутки; $\cos\varphi_{св}$ – средневзвешенный коэффициент мощности линии; $U$ – линейное напряжение, кВ; $T_р$ – число рабочих часов за характерные сутки.

Иногда потери электроэнергии за учетный период считают через нагрузку одной наиболее загруженной смены (обычно дневной) характерных суток

$$\Delta Э = 3K_ф^2 I_{ср}^2 R_э (T_{сI} + K_{зII}^2 T_{сII} + K_{зIII}^2 T_{сIII});$$

$$\Delta Э = 3K_ф^2 I_{ср}^2 R_э T'_{сI}, \qquad (19.5)$$

где $I_{ср}$ определяют по (19.4), куда в данном случае входит расход активной и реактивной энергии, а также число рабочих часов за одну смену; $K_{зII} = Э_{аII}/Э_{аI}$ и $K_{зIII} = Э_{аIII}/Э_{аI}$ – коэффициенты загрузки II и III смен, приведенные к I смене; $Э_{аI}$, $Э_{аII}$ и $Э_{аIII}$ – расход активной электроэнергии за I, II, III смены; $T_{сI}$, $T_{сII}$, $T_{сIII}$ – число рабочих часов за I, II, III смены учетного периода; $T'_{сI} = T_{сI} + T_{сII}K_{зII}^2 + T_{сIII}K_{зIII}$ – число рабочих часов учетного периода, приведенных к нагрузке I смены.

При определении реактивных потерь энергии в (19.3) и (19.5) подставляют эквивалентное реактивное сопротивление $X_э$ вместо $R_э$.

**Определение эквивалентных сопротивлений $R_э$ и $X_э$.** Эквивалентным сопротивлением какой-либо сети называют сопротивление некоторой условной неразветвленной линии, ток которой равен току головного участка сети, а потери электроэнергии равны потерям в сети, т. е.

$$R_э = \frac{\Delta Э_{а,\,сети}}{3I^2T} \text{ и } X_э = \frac{\Delta Э_{р,\,сети}}{3I^2T}.$$

Так как определять эквивалентные сопротивления с помощью показаний прибора в общем случае (для сложной схемы) трудно, то рекомендуют их рассчитывать через номинальные токи и потери мощности, т. е. приближенно, но с поправкой, учитывающей отличие действительно проходящих токов в линии от расчетных (номинальных).

Поэтому в случае сложной сети, например для линии, изображенной на рис. 19.1, эквивалентные сопротивления – активное и реактивное – определяют по формулам

$$R_э = \frac{\Sigma \Delta P'_у}{3I^2_{л,\,ном}} + \frac{\Sigma \Delta P''_у}{3I^2_{л,\,ном}} \frac{I^2_{ср}}{I^2_{л,\,ном}} K_ф^2; \qquad (19.6)$$

$$X_э = \frac{\Sigma \Delta Q_у}{3I^2_{л,\,ном}}. \qquad (19.7)$$

В этих формулах $I_{ср}$ – среднее значение тока головного участка линии (за сутки или за смену); $I_{л,\,ном}$ – номинальный ток головного участка линии; $\Sigma\Delta P'_у = \Sigma 3I^2_{ном}R_{у20}$ – сумма номинальных активных потерь мощности всех участков данной линии, сопротивления которых взяты при температуре 20 °С; $\Sigma\Delta P''_у = \Sigma 3I_{ном}\Delta R_у$ – сумма дополнительных активных потерь мощности, получающихся за счет увеличения сопротивления при прохождении по нему номинального тока; $I_{ном}$ – номинальный ток одного участка линии; $R_{у20}$ – активное сопротивление одного участка линии при 20 °С; $\Sigma\Delta Q_у = \Sigma 3I^2_{ном}X_у$ – сумма номинальных реактивных потерь мощности всех участков данной линии; $X_у$ – реактивное сопротивление одного участка линии;

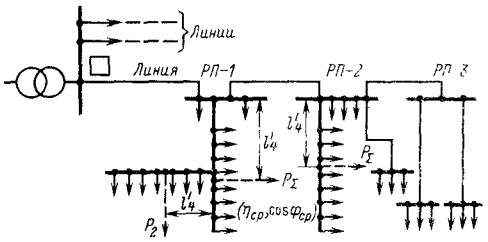



Рис. 19.1. Схема сложной разветвленной сети (радиально-магистральное исполнение)

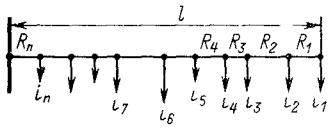



Рис. 19.2. Схема магистральной сети

$$\Delta R_у = k\frac{I^2_{ном}}{I^2_м}R_{у20},$$

где $k = \Delta\theta k_{п,\,с}$ – максимальный допустимый перегрев провода, град; $k_{п,\,с}$ – коэффициент повышения сопротивления от нагревания, $град^{-1}$; $I_м$ – максимально допустимый по нагреву ток одного участка линии.

**Определение эквивалентных сопротивлений $R_э$ и $X_э$ в некоторых частных случаях.** Для неразветвленной линии с сосредоточенной нагрузкой на конце

$$R_э = r_0 l; \; X_э = x_0 l, \qquad (19.8)$$

где $r_0$ – активное сопротивление 1 м линии; $x_0$ – реактивное сопротивление 1 м линии; $l$ – длина линии.

Если линия представляет собой шинопровод с распределенной электрической нагрузкой (рис. 19.2), то эквивалентные сопротивления линии приближенно определяют по

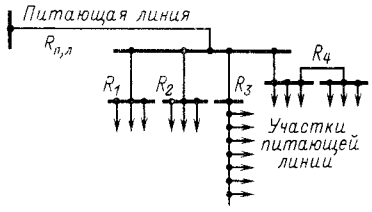



Рис. 19.3. Схема питания нагрузки, удаленной от шин цеховой подстанции:
*1* – питающая линия; *2* – распределительные линии

формулам

$$R_э \approx r_0 l \cdot \frac{1}{6}\left(1+\frac{1}{n}\right)\left(2+\frac{1}{n}\right); \quad (19.9)$$

$$X_э \approx X_0 l \cdot \frac{1}{6}\left(1+\frac{1}{n}\right)\left(2+\frac{1}{n}\right), \quad (19.10)$$

где $n$ – число приемников, подключенных к данному шинопроводу.

Для линии, представленной на рис. 19.3,

$$R_э = R_{п,л}\left(1+\frac{\Sigma R_i K_{з,i}^2}{\Sigma K_{з,i}^2 R_{п,л}}\right); \quad (19.11)$$

$$X_э = X_{п,л}\left(1+\frac{\Sigma X_i K_{з,i}^2}{\Sigma K_{з,i}^2 X_{п,л}}\right), \quad (19.12)$$

где $R_{п,л}$, $X_{п,л}$ – активное и реактивное сопротивления питающей линии; $R_i$, $X_i$ – активное и реактивное сопротивления $i$-го участка линии от конца питающей линии до нагрузки; $K_{з,i} = P_i/P_1$ – коэффициент загрузки $i$-го участка относительно наиболее загруженного участка, принятого за первый.

Формулы (19.11) и (19.12) выводят в предположении, что коэффициенты мощности всех участков равны между собой. Если длина линии намного превышает среднюю длину участка, то $R_э$ и $X_э$ подсчитывают по приближенным формулам

$$R_э = R_{п,л}\left(1+\frac{\Sigma P_i}{n^2 R_{п,л}}\right); \quad (19.13)$$

$$X_э = X_{п,л}\left(1+\frac{\Sigma X_i}{n^2 X_{п,л}}\right), \quad (19.14)$$

где $n$ – число участков данной линии.

Формулы (19.13) и (19.14) получают из формул (19.11), (19.12) при допущении, что $K_{з,i} = 1$.

**Потери в трансформаторах.** Потери активной электроэнергии за учетный период

$$\Delta Э_а = \Delta P'_х T_0 + \Delta P'_к K_з^2 T_р, \quad (19.15)$$

где $\Delta P'_х + k_{и,п}\Delta Q_х$ – приведенные потери мощности ХХ трансформаторов, кВт; $\Delta P'_х = \Delta P_х + k_{и,п}\Delta Q_х$ – приведенные потери мощности КЗ, кВт; $K_э = I_{ср}/I_{ном,т}$ – коэффициент загрузки трансформатора по току; $\Delta P_х$ – потери мощности ХХ, в расчетах их принимают по каталогу равными потерям в стали; $\Delta P_к$ – потери мощности КЗ, в расчетах их принимают по каталогу равными потерям мощности в металле обмоток трансформатора; $k_{и,п}$ – коэффициент изменения потерь, зависящий от передачи реактивной мощности (для промышленных предприятий, когда его значение не задано энергосистемой, следует принимать равным в среднем 0,07), кВт/квар; $T_0$ – полное число часов присоединения трансформаторов к электросети; $T_р$ – число часов работы трансформатора под нагрузкой за учетный период; $\Delta Q_х = S_{ном,т} I_х/100$ – постоянная составляющая потерь реактивной мощности ХХ трансформатора, квар; $\Delta Q_к = S_{ном,т} u_к/100$ – реактивная мощность, потребляемая трансформатором при полной нагрузке, квар; $I_х$ – ток ХХ, %; $u_к$ – напряжение КЗ, %; $S_{ном,т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А; $I_{ср}$ – средний ток за учетный период, $А$; $I_{ном,т}$ – номинальный ток трансформатора, А.

Потери реактивной энергии за учетный период

$$\Delta Э_р = S_{ном,т}\frac{I_х}{100} T_0 + S_{ном,т}\frac{u_к}{100} K_з^2 T_р. \quad (19.16)$$

При подсчете потерь мощности в трехобмоточном трансформаторе используют выражение

$$\Delta P_{т,т} = \Delta P'_х + \Delta P'_{к1} K_{з1}^2 + \Delta P'_{к2} K_{з2}^2 + \Delta P'_{к3} K_{з3}^2,$$

где $\Delta P'_{к1}$, $\Delta P'_{к2}$, $\Delta P'_{к3}$ – приведенные потери активной мощности в обмотках высшего (1), среднего (2) и низшего (3) напряжений; $K_{з1}$, $K_{з2}$, $K_{з3}$ – коэффициенты загрузки этих обмоток.

**Потери электроэнергии в двигателях.** Для отдельных крупных агрегатов (прокатный стан, компрессор, насос, двигатель-генератор и т. п.) возникает необходимость учитывать в электробалансе потери электроэнергии в двигателях и приводимых ими в движение механизмах.

Потери при установившемся режиме. При установившемся режиме работы электродвигателей потери в них определяют как сумму потерь в металле обмоток, стали и механических. Потери в металле

обмоток определяют по формулам (19.3) и (19.5), в которые вместо $R_э$ подставляют: для двигателей постоянного тока – сопротивление якоря $r_0$; для синхронных двигателей – сопротивление статора $r_1$; для асинхронных двигателей – сопротивление статора и приведенное к статору сопротивление ротора $r_1 + r_2'$. Для машин постоянного тока коэффициент 3 в указанных формулах отсутствует. Потери в стали определяют с помощью приборов, имеющихся на крупных двигателях (счетчик активной энергии, амперметр); для асинхронных двигателей с фазным ротором

$$\Delta Э_{а,с} = (P_х - 3I_{1х}^2 r_1)\, T_р, \qquad (19.17)$$

где $P_х$ – мощность при разомкнутом роторе, определяемая по счетчику или ваттметру; $I_{1х}$ – ток статора при разомкнутом роторе; его определяют по амперметру двигателя.

Для всех двигателей, кроме асинхронного с фазным ротором, потери в стали не следует выделять самостоятельной статьей в электробалансе ввиду сложности такого выделения. Поскольку потери в стали двигателя мало зависят от его нагрузки, как и потери механические, то их целесообразно определять лишь в сумме с последними.

Механические потери в агрегате и электрические потери в стали приводного двигателя определяют как

$$\Delta Э_{мех} + \Delta Э_{а,с} = [P_х - 3I_х^2 r_1]\, T_р, \qquad (19.18)$$

для машин постоянного тока

$$\Delta Э_{мех} + \Delta Э_{а,с} = [P_х - I_х^2 r_0]\, T_р. \qquad (19.19)$$

Для машин постоянного тока потери в стали составляют незначительную часть по сравнению с механическими потерями. Учитывая к тому же, что на валу двигателя, кроме собственных потерь, имеются еще механические потери приводимого механизма, можно пренебречь потерями в стали и считать, что (19.19) определяет механические потери двигателя и механизма.

В переходных процессах потери в двигателях определяют как сумму потерь переменных и постоянных. Постоянные потери в двигателях (потери в стали, потери в металле обмоток, вызванные током намагничивания) можно не учитывать, так как их значение в процентах общих потерь много меньше точности данной методики подсчета потерь. Поэтому за потери в двигателях при переходных процессах можно принять переменные потери, кВт·ч, определяемые по формулам:

при пуске

$$\Delta Э_{а,п} \approx k h_п \frac{GD^2 n_0^2}{2620} \cdot 10^{-6}; \qquad (19.20)$$

при торможении противовключением

$$\Delta Э_{а,т,п} \approx 3k h_т \frac{GD^2 n_0^2}{2620} \cdot 10^{-6}; \qquad (19.21)$$

при реверсе

$$\Delta Э_{а,рев} \approx 4k h_р \frac{GD^2 n_0^2}{2620} \cdot 10^{-6}; \qquad (19.22)$$

при динамическом торможении

$$\Delta Э_{а,т,д} \approx \Delta Э_{а,п}. \qquad (19.23)$$

В этих формулах $h_п$, $h_т$, $h_р$ – число пусков, торможений, реверсов в час; $n_0$ – частота вращения двигателя при идеальном ХХ; $k = 1$ – для двигателей постоянного тока параллельного возбуждения; $k = 1 + r_1/r_2'$ – для асинхронных двигателей; $k \approx 2$ – для асинхронных двигателей (нормального исполнения) с короткозамкнутым ротором и синхронных двигателей при асинхронном пуске; $GD^2$ – момент инерции двигателя и механизма.

Сопротивления обмоток статора $r_1$ и ротора $r_2$ для асинхронных двигателей с фазным ротором определяют с помощью измерительных приборов методом вольтметра и амперметра или методом двойного измерительного моста.

Приведенное к статору сопротивление роторной обмотки определяют по формуле

$$r_2' = r_2 \left( \frac{U_1}{U_{2к}} \frac{0{,}98}{} \right)^2, \qquad (19.24)$$

где $U_1$ – линейное напряжение статора; $U_{2к}$ – линейное напряжение на кольцах ротора.

Момент инерции двигателя совместно с механизмом может быть определен методом свободного выбега. Для этого двигатель, вращающийся вхолостую, отключают от сети. В течение всего выбега несколько раз через каждые $t$ с (в зависимости от длительности выбега) замеряют скорость двигателя. По результатам опыта строят кривую выбега – зависимость частоты вращения двигателя от времени $n = f(t)$, по которой находят замедление в начале выбега как тангенс угла наклона касательной в точке $t = 0$ (начало выбега).

Момент инерции привода при этом определяют по формуле

$$GD^2 = \frac{365P_{мех}}{a_0 n_x}, \qquad (19.25)$$

где $n_x$ – частота вращения двигателя при XX; $P_{мех}$ – мощность механических потерь привода.

## 19.3. ПРИМЕРЫ СОСТАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОБАЛАНСОВ

Исходные данные. В качестве примера взят сортопрокатный нереверсивный стан горячей прокатки, который может катать различный профиль: круг, квадрат, полосу и т. д. Стан работал в сутки 22 ч, из них 18 ч составляло время прокатки, 4 ч – время XX. Главный привод стана питается отдельной линией от цеховой подстанции напряжением 2 кВ. Линия снабжена счетчиком активной энергии. Главный привод состоит из двух асинхронных двигателей с фазным ротором, сидящих на одном валу. Данные двигателей приведены в табл. 19.1.

Вспомогательное оборудование стана (панели управления, возбудители, вентиляторы, краны, нагревательные печи и т. п.) питается от цеховой подстанции № 2 напряжением 220 В постоянного и переменного токов.

**Определение составляющих частей электробаланса стана.** Расход электроэнергии приводными двигателями по счетчику $Э_{п.д} = 19\,700$ кВт·ч. Для данного стана установлено, что его вспомогательное оборудование расходует примерно 15–20% электроэнергии на вспомогательное оборудование всего прокатного цеха, которая по счетчику равна 21 550 кВт·ч.

Для суток, за которые подсчитывают электробаланс, на данный стан приходится 18,5%

$$Э_в = 0{,}185 \cdot 21\,550 = 4000 \text{ кВт·ч}.$$

Составные части электробаланса выражают в процентах общего расхода электроэнергии станом

$$Э_{об} = 19\,700 + 4000 = 23\,700 \text{ кВт·ч}; \; Э_в = \frac{4000}{23\,700} \cdot 100 = 16{,}9\%.$$

Электрические потери в линии, питающей приводные двигатели, включают:

1) за сутки

$$\Delta Э^л = 3K_ф^2 I_{ср}^2 R_э T_р,$$

где

$$I_{ср} = \frac{Э_а}{\sqrt{3}\, U T_р \cos\varphi_{св}} = \frac{19\,700}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 22 \cdot 0{,}81} \approx 320 \text{ А}.$$

За $\cos\varphi_{св}$ главного привода стана можно принять средневзвешенный коэффициент мощности всех станов цеха, определяемый по суточному расходу активной и реактивной электроэнергии главного привода станов цеха,

$$\operatorname{tg}\varphi_{св} = \frac{Э_р}{Э_а} = \frac{52\,000}{71\,000} = 0{,}735,$$

что соответствует $\cos\varphi_{св} = 0{,}81$.

Для линии, питающей приводные двигатели, $R_э = r_0 l = 0{,}0615 \cdot 0{,}208 = 0{,}0127$ Ом. По (19.2) $K_ф = 1{,}05$ и

$$\Delta Э^л = 3 \cdot 1{,}05^2 \cdot 320^2 \cdot 0{,}0127 \cdot 22 \cdot 10^{-3} = 94{,}5 \text{ кВт·ч } (0{,}4\%);$$

2) за время XX стана

$$\Delta Э_x^л = 3(I_{x1} + I_{x2})^2 R_л t_x = 3(94{,}5 + 83)^2 \cdot 0{,}0127 = 4{,}8 \text{ кВт·ч } (0{,}02\%),$$

Таблица 19.1. **Данные двигателей**

| $P_{ном}$, кВт | $n_{ном}$, об/мин | $U_1$, В | $U_{2к}$, В | $I_{1\,ном}$, А | $I_{2\,ном}$, А | $r_1 \cdot 10^{-3}$, Ом | $r_2 \cdot 10^{-3}$, Ом | $r'_2 \cdot 10^{-3}$, Ом |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Первый двигатель** | | | | | | | | |
| 900 | 985 | 2000 | 950 | 300 | 575 | 28,5 | 10,7 | 47,4 |
| **Второй двигатель** | | | | | | | | |
| 530 | 985 | 2000 | 840 | 181,5 | 380 | 82 | 11,8 | 52,4 |

где $I_{x1} = 94{,}5$ А; $I_{x2} = 83$ А – токи двигателей при ХХ стана, определены по приборам;

3) за время прокатки

$$\Delta Э^{д}_{раб} = \Delta Э^{д} - \Delta Э^{д}_{x} = 94{,}5 - 4{,}8 = 89{,}7 \text{ кВт·ч } (0{,}38\,\%).$$

Потери в металле обмоток приводных двигателей:

1) за сутки

$$\Delta Э^{м} - 3K_{ф}^{2} I_{ср}^{2} (r_1 + r_2') T_{р}.$$

Приведенная формула дает несколько завышенные результаты, так как в действительности потери в металле обмоток асинхронного двигателя определяют как сумму потерь в статоре и роторе. Средний за сутки ток $I_{ср} = 320$ А, определенный с помощью счетчиков, можно распределить по машинам пропорционально их номинальным мощностям, так как двигатели имеют одинаковое номинальное скольжение,

$$I_{ср1} = 320 \cdot \frac{900}{1430} = 201 \text{ А}; \quad I_{ср2} = 320 \cdot \frac{530}{1430} = 119 \text{ А};$$

$$\Delta Э^{м}_{1} = 3 \cdot 1{,}02 \cdot 201^{2} (0{,}285 + 0{,}0474) \cdot 22 = 207 \text{ кВт·ч};$$

$$\Delta Э^{м}_{2} = 3 \cdot 1{,}02 \cdot 119^{2} (0{,}082 + 0{,}0524) \cdot 22 = 128 \text{ кВт·ч};$$

$$\Delta Э^{м} = \Delta Э^{м}_{1} + \Delta Э^{м}_{2} = 207 + 128 = 335 \text{ кВт·ч } (1{,}41\,\%);$$

2) за время ХХ стана

$$\Delta Э^{м}_{x} = 3 I_{x}^{2} (r_1 + r_2') t_{x};$$

$$\Delta Э^{м}_{x1} = 3 \cdot 94{,}5^{2} (0{,}0285 + 0{,}0474) \cdot 4 = 8{,}12 \text{ кВт·ч};$$

$$\Delta Э^{м}_{x2} = 3 \cdot 83^{2} (0{,}082 + 0{,}0524) \cdot 4 = 11{,}1 \text{ кВт·ч};$$

$$\Delta Э^{м}_{x} = \Delta Э^{м}_{x1} + \Delta Э^{м}_{x2} = 19{,}22 \text{ кВт·ч } (0{,}08\,\%);$$

3) за время прокатки

$$\Delta Э^{м}_{раб} = \Delta Э^{м} - \Delta Э^{м}_{x} = 335 - 19{,}22 = 316 \text{ кВт·ч } (1{,}33\,\%).$$

**Механические потери мощности в стане и приводных двигателях в данных расчетах** принимают неизменными в течение всех суток и равными механическим потерям ХХ $P_{x.мех}$:

1) за сутки

$$\Delta Э^{мех} = P_{x,мех} T_{р} = 109{,}8 \cdot 22 = 2410 \text{ кВт·ч } (10{,}16\,\%),$$

где $P_{x,мех} = 109{,}8$ кВт – мощность механических потерь прокатного агрегата, которые определены методом свободного выбега;

2) за время ХХ стана

$$\Delta Э^{мех}_{x} = P_{x,мех} t_{x} = 109{,}8 \cdot 4 = 440 \text{ кВт·ч } (1{,}86\,\%);$$

3) за время прокатки

$$\Delta Э^{мех}_{раб} = P_{x,мех} t_{р} = 109{,}8 \cdot 18 = 1970 \text{ кВт·ч } (8{,}3\,\%).$$

**Электрические потери в стали приводных двигателей:**

1) за сутки

$$\Delta Э^{с} = [P_{x} - 3 I_{x}^{2} (r_1 + r_2') - P_{x,мех}] T_{р};$$

$$\Delta Э^{с}_{1} = [119{,}8 - 3 \cdot 94{,}5^{2} (0{,}0285 + 0{,}0474) \cdot 10^{-3} - 109{,}8] \cdot 22 = 8 \cdot 22 = 176 \text{ кВт·ч};$$

$$\Delta Э^{с}_{2} = [120{,}8 - 3 \cdot 83^{2} (0{,}082 + 0{,}0524) \cdot 10^{-3} - 109{,}8] \cdot 22 = 8{,}2 \cdot 22 = 180 \text{ кВт·ч};$$

$$\Delta Э^{с} = \Delta Э^{с}_{1} + \Delta Э^{с}_{2} = 22 \cdot 16{,}2 = 356 \text{ кВт·ч } (1{,}5\,\%);$$

$P_{xI} = 119{,}8$ кВт; $P_{xII} = 120{,}8$ кВт – мощности ХХ I и II прокатных двигателей, определенные по приборам;

2) за время ХХ станов

$$\Delta Э^{с}_{x} = 16{,}2 \cdot 4 = 64{,}8 \text{ кВт·ч } (0{,}27\,\%);$$

3) за время прокатки

$$\Delta Э^{с}_{раб} = 16{,}2 \cdot 18 = 291 \text{ кВт·ч } (1{,}23\,\%).$$

Электробаланс прокатного стана приведен в табл. 19.2 и на рис. 19.4.

Дополнительные потери электроэнергии, связанные с нарушением технологического режима (например, недогрев слитков), выявляют на основании двух электробалансов агрегата, один из которых снят при нормальном технологическом режиме, а другой – при нарушенном. При этом косвенные затраты электроэнергии определяют как разность между расходом электроэнергии на прокатку при нарушенном технологическом процессе и расходом на прокатку при нормальном технологическом процессе.

**Выводы по электробалансу прокатного стана.** Подсчитанный электробаланс стана показывает, что максимальными потерями являются механические потери стана и приводных двигателей; они составляют 10,16% общего расхода электроэнергии станом; это говорит о необходимости улучшения работы механической части агрегата. Полученный

Таблица 19.2. **Таблица электробаланса прокатного стана за сутки**

| Расход электроэнергии на прокатку | Потери электроэнергии | | | | | | | | Всего потерь | Расход электроэнергии на вспомогательные нужды | Всего потреблено электроэнергии |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | за время прокатки | | | | за время холостого хода | | | | | | |
| | в линии | в двигателях | механические в стане | итого | в линии | в двигателях | механические в стане | итого | | | |
| 16 505 кВт·ч<br>69,6% | 89,7<br>0,38 | 607<br>2,66 | 1970<br>8,3 | 2666,7<br>11,24 | 4,8<br>0,02 | 84<br>0,355 | 440<br>1,86 | 528,8<br>2,23 | 3195,5<br>13,475 | 4000<br>16,9 | 23 700<br>100 |

расход электроэнергии на собственно прокатку можно брать за основу при определении удельных норм расхода электроэнергии на прокатку. Отношение этого расхода электроэнергии к выпуску продукции представляет собой удельный расход электроэнергии на прокатку, не зависящий от состояния электрической сети, типа электропривода, потерь в агрегате. Определенный таким образом удельный расход электроэнергии зависит только от технологического цикла прокатки, технологического режима и сортамента прокатываемых сталей.

**Суточные электробалансы активной энергии отдельных цехов** включают:

а) **Электробаланс цеха горячей прокатки.** Исходные данные. Цех имеет четыре нереверсивных прокатных стана, снабжается электроэнергией от двух подстанций. Подстанция *1* питает приводные асинхронные двигатели прокатных станов (*Д1 – Д7*). Подстанция *2* питает все остальные приемники цеха напряжением 220 В (постоянного и переменного тока). Необходимые данные по электроснабжению и электрооборудованию цеха приведены на рис. 19.5.

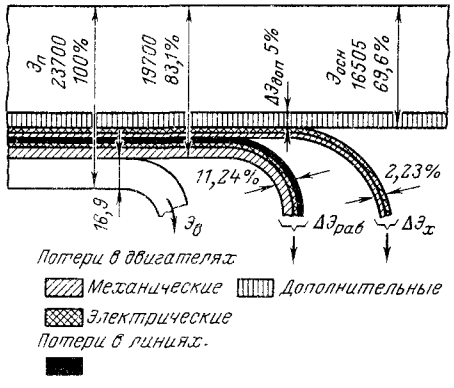



Рис. 19.4. Диаграмма активной электроэнергии прокатного стана за сутки:

$Э_в$ – расход электроэнергии на вспомогательные нужды; $\Delta Э_{раб}$ – потери электроэнергии за время прокатки; $\Delta Э_х$ – потери электроэнергии за время ХХ стана; $\Delta Э_{доп}$ – дополнительный расход электроэнергии из-за нарушения технологического режима

**Составляющие части электробаланса прокатного цеха.** Методика определения составляющих частей электробаланса прокатного цеха аналогична методике определения составляющих частей электробаланса одного прокатного агрегата.

Общий расход электроэнергии цехом (по счетчикам подстанции)

$$Э_{об} = 71\,000 \text{ кВт·ч } (100\%).$$

Обычно на подстанциях, снабжающих электроэнергией прокатные цехи, все линии, питающие прокатные двигатели и посторонние нагрузки по отношению к прокатным цехам, снабжены счетчиками. Поэтому расход электроэнергии на вспомогательные нужды (охлаждение станов, двигателей, краны, освещение, панели управления и т. п.) можно определить, вычитая из показания общих счетчиков подстанции показания счетчиков электроэнергии двигателей прокатных станов и посторонних нагрузок. В данном примере расход электроэнергии на вспомогательные нужды определен по счетчикам, непосредственно учитывающим этот расход, $Э_в = 21\,550$ кВт·ч, (30,4%).

Потери электроэнергии в линиях, питающих приводные двигатели (линии снабжены счетчиками), подсчитывают для каждой линии в отдельности по (19.3) и (19.8) и затем складывают:

1) за сутки $\Delta Э^{л} = 217$ кВт·ч (0,306%);

2) за время ХХ $\Delta Э^{л}_{х} = 16$ кВт·ч (0,022%);

3) за время прокатки $\Delta Э^{л}_{раб} = 201$ кВт·ч (0,284%).

Потери электроэнергии в металле обмоток приводных двигателей:

1) за сутки $\Delta Э^{м} = 2170$ кВт·ч (3,06%);

2) за время ХХ $\Delta Э^{м}_{х} = 82$ кВт·ч (0,12%);

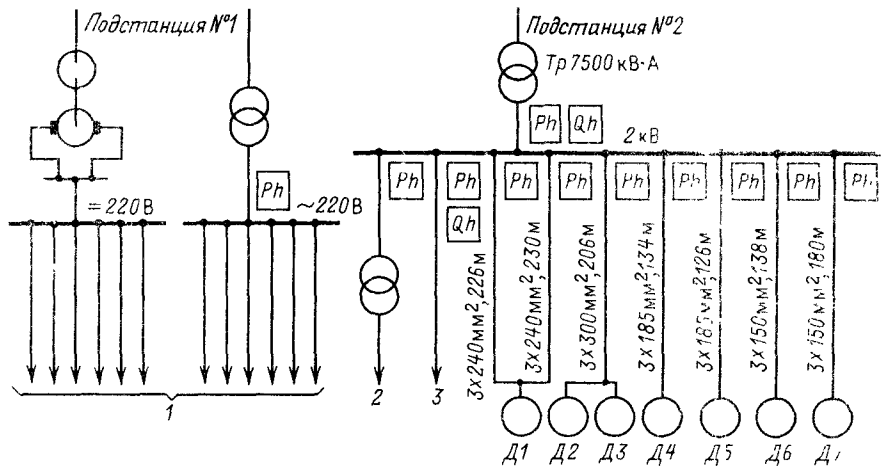



Рис. 19.5. Схема электроснабжения прокатного цеха:

*Ph* – счетчик активной электроэнергии; *Qh* – счетчик реактивной электроэнергии; *Д1 – Д7* – асинхронные электродвигатели станов; *1* – вспомогательные нужды прокатного стана; *2* – собственные нужды подстанции; *3* – посторонние потребители

3) за время прокатки $\Delta Э^{м}_{раб} = 2088$ кВт·ч (2,94%).

Механические потери в агрегатах, приводных двигателях и электрические потери в стали приводных двигателей:

1) за сутки $\Delta Э^{мех} = 7980$ кВт·ч (11,2%);

2) за время ХХ станов $\Delta Э_{х} = 1200$ кВт·ч (1,65%);

3) за время прокатки $\Delta Э^{мех}_{раб} = 678$ кВт·ч (9,55%).

Энергетическая диаграмма активной электроэнергии прокатного цеха за сутки приведена на рис. 19.6.

б) **Электробаланс компрессорной станции промышленного предприятия.** Исходные данные. В качестве примера рассмотрена компрессорная станция, состоящая из четырех поршневых двухцилиндровых компрессоров типа 2ВГ, снабжающих предприятие сжатым воздухом с рабочим давлением 6,3 – 6,4 кгс/см² (0,63 – 0,64 МПа). Компрессоры работают круглые сутки с полной нагрузкой. В период между рабочими сменами на предприятии в течение 40 – 45 мин потребление сжатого воздуха снижается на 50%. Избыток воздуха выпускают при этом в течение 30 – 35 мин дроссельной заслонкой со стороны рабочего давления компрессоров в атмосферу. Режим работы компрессоров зимний при средней температуре наружного воздуха – 10 °С.

Охлаждающую воду компрессоров подают от заводской водопроводной сети. Схема электроснабжения компрессорной приведена на рис. 19.7. Способ регулирования расхода воздуха на рассматриваемой компрессорной неэкономичен, так как в течение выпуска избыточного воздуха в атмосферу приводные двигатели компрессоров остаются практически полностью загруженными.

При данном способе регулирования расхода воздуха целесообразно выделить потери компрессорной установки за время, соответствующее работе компрессора вхолостую, т. е. на рабочее давление воздухосборника, но без расхода воздуха предприятием. Указанное время можно найти заменой действительной диаграммы расхода воздуха диаграммой с провалом воздуха до нуля

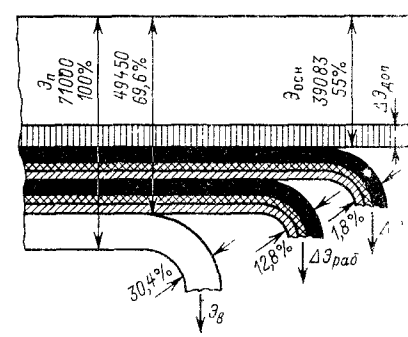



Рис. 19.6. Диаграммы суточного расхода активной электроэнергии прокатного цеха:

Обозначения те же, что и на рис. 19.4

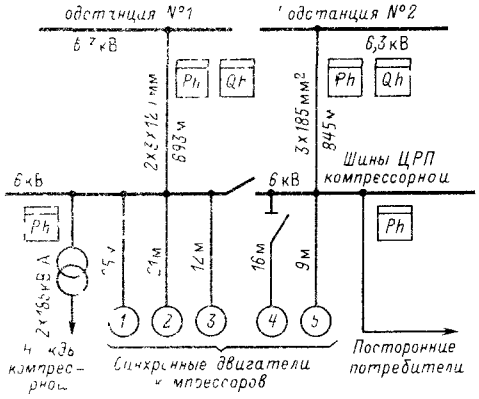



Рис. 19.7. Схема электроснабжения компрессорной станции:

*1 – 5* – синхронные двигатели компрессоров (ДСК-213/39-36, СД4 находится в резерве), $S_{ном} = 740$ кВ А, $U = 6$ кВ, $I_{ном} = 71{,}5$ А, $n = 167{,}5$ об/мин, $r_1 = 0{,}97$ Ом

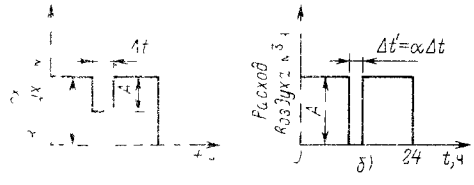



Рис. 19.8. Диаграмма расхода воздуха:

*а* – в рабочем режиме, *б* – при выпуске воздуха в атмосферу

(рис. 19.8) при условии, что расход воздуха при этом сохраняется неизменным.

Из рис. 19.8 следует, что $\Delta t' = \alpha \Delta t$

*Определение составляющих частей электробаланса компрессорной станции.* Общий расход электроэнергии компрессорной по счетчикам $Э_{об} = 51\,495$ кВт·ч (100%) Расход электроэнергии на собственные нужды подстанции (освещение и т. п.) определен по счетчику $Э_в = 450$ кВт·ч (0,87%).

Потери электроэнергии в питающих кабельных линиях подсчитывают по (19.3) и (19.8):

1) за сутки

$$\Delta Э^{л} = 3 \cdot 1{,}05^2 [183^2 \cdot 0{,}0548 + 79{,}5^2 \cdot 0{,}0845] \cdot 24 = 7{,}8 \ 24 = 187 \text{ кВт·ч } (0{,}363\%);$$

2) за время выпуска избыточного воздуха в атмосферу при отсутствии потребления сжатого воздуха

$$\Delta Э_x^{л} = 3K_ф^2 [I_{ср1}^2 r_{л1} + I_{ср2}^2 r_{л2}] \Delta t' = 7{,}8 \cdot \frac{1}{4} = 1{,}95 \text{ кВт·ч } (0{,}004\%);$$

3) потери за время рабочего потребления воздуха

$$\Delta Э_{раб}^{л} = \Delta Э - \Delta Э_x = 187 - 1{,}95 = 185 \text{ кВт ч } (0{,}359\%)$$

Потери в металле обмоток приводных двигателей:

1) за сутки. Для определения потерь в приводных двигателях требуется распределить средний за сутки общий ток двигателей, найденный по показаниям счетчиков и по (19.3) и (19.5), по отдельным двигателям. Однако в данном примере паспортные данные двигателей одинаковы, поэтому потери можно определить сразу для всех двигателей

$$\Delta Э^{м} = 3K_ф^2 \left(\frac{I_{ср}}{n}\right)^2 r_{1ср} n T_р = 3 \cdot 1{,}05^2 \left(\frac{205}{4}\right)^2 \cdot 0{,}97 \cdot 4 \cdot 24 \cdot 10^{-3} = 810 \text{ кВт·ч } (1{,}58\%),$$

где $n = 4$ – число приводных двигателей компрессоров,

2) за время выпуска избытка воздуха в атмосферу при отсутствии потребления сжатого воздуха

$$\Delta Э_x^{м} = 3I_{ном}^2 r_{1ср} \Delta t' n = 3 \ 71{,}5^2 \cdot 0{,}97 \ 4 \ \frac{1}{4} \cdot 10^{-3} = 14{,}90 \text{ кВт·ч } (0{,}03\%);$$

3) за время рабочего потребления воздуха

$$\Delta Э_{раб}^{м} = \Delta Э^{м} - \Delta Э_x^{м} = 810 - 14{,}9 = 795 \text{ кВт·ч } (1{,}55\%)$$

Механические потери компрессорных агрегатов и потери в стали приводных двигателей:

1) за сутки

$$\Delta Э^{мех} = [P_{x,ср} - 3I_{x,ср}^2 r_{1ср}] tn,$$

$$\Delta Э^{мех} = [11{,}54 - 3 \cdot 21{,}5^2 \cdot 0{,}97 \cdot 10^{-3}] \cdot 24 \cdot 4 = 10{,}2 \cdot 24 \cdot 4 = 980 \text{ кВт·ч } (1{,}9\%);$$

$P_{x,ср} = 11{,}54$ кВт – мощность ХХ приводного двигателя при работе компрессора вхолостую без давления. Эта мощность принята за среднюю мощность ХХ всех приводных двигателей (значение $P_{x,ср} = 11{,}54$ кВт берет-

ся из данных по испытанию резервного компрессора);

2) за время выпуска избытка воздуха в атмосферу при отсутствии потребления сжатого воздуха

$$\Delta Э_x^{мех} = 10{,}2 \cdot \frac{1}{4} \cdot 4 = 10{,}2 \text{ кВт·ч } (0{,}02\%);$$

3) за время рабочего потребления воздуха

$$\Delta Э_{раб}^{мех} = \Delta Э^{мех} - \Delta Э_x^{мех} = 980 - 10{,}2 = 969{,}8 \text{ кВт·ч } (1{,}88\%).$$

Энергетическая диаграмма активной электроэнергии компрессорной станции за сутки приведена на рис. 19.9.

**Выводы.** Оставшийся за вычетом потерь расход электроэнергии 42 068 кВт·ч полностью идет на производство сжатого воздуха. Отношение этого расхода электроэнергии к суточному расходу сжатого воздуха, пересчитанного на нормальные условия (0 °С, 0,1 МПа), представляет собой удельные нормы расхода электроэнергии компрессорной. Определенные таким образом удельные нормы зависят от внешних факторов (температуры всасывания, атмосферного давления, высоты над уровнем моря) и точности учета выработки сжатого воздуха и не зависят от системы электроснабжения компрессоров и электрических и механических потерь в оборудовании.

в) **Электробаланс насосной станции промышленного предприятия.** Исходные данные. В качестве примера рассмотрена насосная станция, снабжающая водой из артезианских скважин промышленные предприятия. Станция имеет два насоса производительностью по 150 м³/ч, нагнетающих воду из колодцев в бак, и один насос производительностью 350 м³/ч, качающий воду из бака в водопроводную сеть предприятия. Нагнетающие насосы работают круглые сутки с давлением 0,2 кг/см² (0,3 МПа). В течение 2 ч за сутки перекачивающий насос работает с пониженной на 40% нагрузкой по сравнению с нагрузкой в остальное время. В течение этого времени прикрывается кран у забора воды перекачивающего насоса. При этом нагрузка на двигателе перекачивающего насоса снижается. Так же как и для компрессорной, для насосной станции действительная диаграмма расхода воды заменяется диаграммой с провалом до нуля расхода воды. Необходимые данные по электроснабжению и электрооборудованию насосной станции приведены на схеме рис. 19.10.

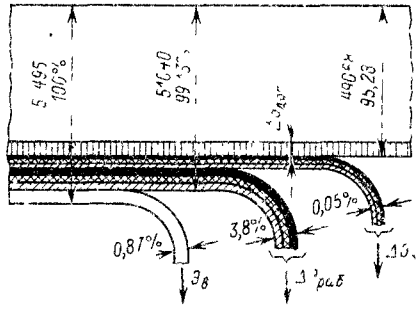



Рис. 19.9. Диаграмма активной электроэнергии компрессорной станции за сутки:

обозначения те же, что и на рис. 19 4; $\Delta Э_{доп}$ – дополнительный расход электроэнергии, зависящий от состояния атмосферы

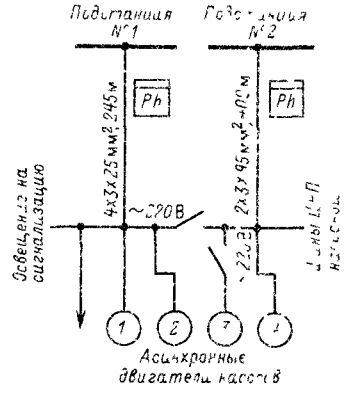



Рис. 19.10. Схема электроснабжения насосной станции:

*1* и *3* – асинхронные двигатели серии А, каждый мощностью 4,55 кВт, для насосов, перекачивающих воду из бака в водопроводную сеть предприятия (*ДЗ* находится в резерве); *2* и *4* – асинхронные двигатели серии А, каждый мощностью 4,75 кВт, для насосов, нагнетающих воду в бак из артезианских колодцев

*Составные части электробаланса насосной станции.* Методика определения составляющих частей электробаланса насосной станции аналогична методике для компрессорной (см. пример электробаланса компрессорной).

Общий расход электроэнергии насосной $Э_{об} = 3840$ кВт·ч, (100%).

Расход электроэнергии на вспомогательные нужды. Для данной насосной вследствие его незначительности им можно пренебречь, $Э_в = 0$.

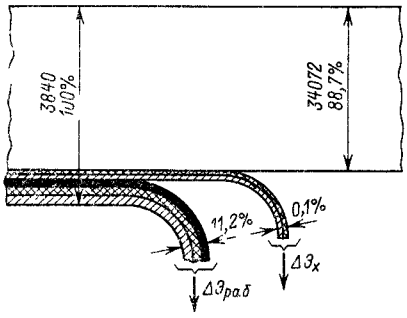



Рис. 19.11. Диаграмма активной электроэнергии насосной станции за сутки:
обозначения те же, что и на рис 19 4

Потери электроэнергии в линиях, питающих насосную станцию:

1) за сутки $\Delta Э^{л} = 236$ кВт·ч (6,231%);

2) за время, в течение которого расход воды предприятием равен нулю, $\Delta Э_{х}^{л} = 1,2$ кВт·ч (0,032%);

3) за время рабочего потребления воды $\Delta Э_{раб}^{л} = 234,8$ кВт·ч (6,2%).

Потери электроэнергии в металле обмоток двигателей:

1) за сутки $\Delta Э^{м} = 87$ кВт·ч (2,223%);

2) за время, в течение которого расход воды предприятием равен нулю, $\Delta Э_{х} = 0,9$ кВт·ч (0,023%);

3) за время рабочего потребления воды $\Delta Э_{раб}^{мех} = 86,1$ кВт·ч, (2,2%).

Механические потери в насосах и приводных двигателях и потери электроэнергии в стали приводных двигателей:

1) за сутки $\Delta Э^{мех} = 109,8$ кВт·ч (2,845%);

2) за время, в течение которого расход воды предприятием равен нулю, $\Delta Э_{х}^{мех} = 1,7$ кВт·ч (0,045%);

3) за время рабочего потребления воды $\Delta Э_{раб}^{мех} = 108,1$ кВт·ч, (2,8%).

Энергетическая диаграмма активной электроэнергии насосной станции за сутки приведена на рис. 19.11.

г) **Электробаланс промышленного предприятия за месяц.** Исходные данные. В качестве примера рассмотрен металлообрабатывающий завод. Завод имеет две подстанции с напряжением 10/0,22 кВ. Подстанция *1* оборудована двумя трансформаторами по 630 кВ·А, подстанция *2* – одним трансформатором 630 кВ·А. Трансформаторы подстанций снабжены счетчиками активной и реактивной энергии. Каждая отходящая от подстанции линия имеет счетчик активной энергии. Завод работает в три смены с выходными днями. Загрузка завода по электроэнергии по сменам [см. пояснения к (19.5)] для подстанции *1* $K_{з.2} = 0,75$; $K_{з.3} = 0,675$; для подстанции *2* $K_{з.2} = 0,736$; $K_{з.3} = 0,314$.

*Составные части электробаланса завода.* Взято из энергосистемы (определено по счетчикам) $Э_{а} = 736\,000$ кВт·ч; $Э_{р} = 497\,000$ квар·ч.

Выработано внутри предприятия реактивной электроэнергии $Э_{а} = 0$; реактивной энергии конденсаторами $Э_{р} = Q_{ном} T = 325 \cdot 720 = 234\,000$ квар·ч.

Отдано постороннему потребителю (определено по счетчику) $Э_{а} = 2920$ кВт·ч; $Э_{р} = 0$.

Потреблено внутри предприятия

$$Э_{а} = 736\,000 - 2920 = 733\,080 \text{ кВт·ч};$$

$$Э_{р} = 497\,000 + 234\,000 = 731\,000 \text{ квар·ч}.$$

Расход электроэнергии на общезаводские вспомогательные нужды (компрессорная, заводской электротранспорт, вспомогательные цехи и т. д.) определяют на предприятиях отдельными счетчиками

$$Э_{а} = 23\,400 \text{ кВт·ч}; \quad Э_{р} = 15\,010 \text{ квар·ч}.$$

Расход электроэнергии на внутрицеховые вспомогательные нужды (краны, вспомогательные мастерские, освещение и т. п.) определяют, когда приемники вспомогательных нужд питаются отдельными (от технологической нагрузки) линиями, снабженными счетчиками.

В данном примере имеет место указанный случай $Э_{а} = 23\,700$ кВт·ч; $Э_{р} = 6100$ квар·ч.

Потери электроэнергии подсчитаны:

в сети по (19.5) – (19.9), (19.12)

$$\Delta Э_{а} = 13\,800 \text{ кВт·ч}; \quad \Delta Э_{р} = 700 \text{ квар·ч};$$

в трансформаторах по (19.15) и (19.16)

$$\Delta Э_{а} = 19\,810 \text{ кВт·ч}; \quad \Delta Э_{р} = 119\,000 \text{ квар·ч}.$$

Суммарные потери в сети и трансформаторах

$$\Delta Э_{а} = 33\,610 \text{ кВт·ч}; \quad \Delta Э_{р} = 119\,700 \text{ квар·ч}.$$

Потери в сети и трансформаторах общезаводских вспомогательных нужд для электробаланса по заводу отдельно не определяют. Они входят в расход электроэнергии на вспомогательные нужды, который определяют по показаниям счетчиков. Это замечание относится также к внутризаводским вспомогательным нуждам, расход электроэнергии на которые учитывают отдельными счетчиками.

Таблица 19.3. **Расход электроэнергии основными производственными цехами**

| Цехи | Активная энергия, кВт·ч | | Реактивная энергия, квар·ч |
|---|---|---|---|
| | Основной технологический процесс | Внутрицеховые вспомогательные нужды | |
| Механические № 1 | 140 000 | 4090 | 121 800 |
| № 2 | 97 870 | 3700 | 77 500 |
| № 3 | 116 300 | 1980 | 99 300 |
| № 4 | 140 700 | 5170 | 190 030 |
| Сборочный | 19 900 | 6800 | 29 150 |
| Гальванический | 68 200 | 860 | 32 200 |
| Термический | 80 900 | 1900 | 45 000 |
| Кузница | 2 300 | 100 | 2 000 |
| Итого . . . | 666 170 | 24 600 | 596 980 |

Таблица 19.4. **Расход электроэнергии на общезаводские вспомогательные нужды**

| Потребители электроэнергии | Активная энергия, кВт·ч | Реактивная энергия, квар·ч |
|---|---|---|
| Компрессорная | 22 400 | 14 330 |
| Общезаводской транспорт, грузовые лифты | 790 | 570 |
| Вспомогательные мастерские, заводоуправление, склады и прочие нужды | 210 | 120 |
| Итого . . . . . | 23 400 | 15 020 |

Расход электроэнергии на основной технологический процесс, включая потери в электроприводах и станках,

$$Э_а = 733\,080 - 23\,400 - 23\,700 - 33\,610 = 652\,770 \text{ кВт·ч};$$

$$Э_р = 731\,000 - 119\,700 - 21\,110 = 590\,180 \text{ квар·ч}.$$

**Баланс электроэнергии предприятия** (рис. 19.12). Приход электроэнергии: активной 736 000 кВт·ч; реактивной 19 810 кВт·ч;

Расход на потери электроэнергии в сетях комбината: активной 33 610 тыс. кВт·ч; реактивной 119 700 тыс. квар·ч.

Расход электроэнергии посторонними потребителями: активной 2920 кВт·ч; реактивной 0 квар·ч.

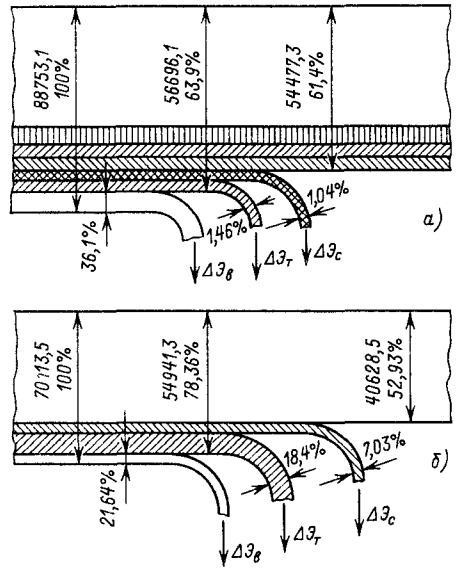



Рис. 19.12. Энергетические диаграммы активной (*а*) и реактивной (*б*) электроэнергии промышленного предприятия:

$\Delta Э_т$ – потери в трансформаторах; $\Delta Э_с$ – потери в сети; $\Delta Э_в$ – потери на вспомогательные нужды

Расход электроэнергии основными производствами комбината приведен в табл. 19.3, вспомогательными – в табл. 19.4.

## 19.4. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ, ОБУСЛОВЛЕННЫЕ НЕСИНУСОИДАЛЬНЫМИ ТОКАМИ

В системе электроснабжения, содержащей нелинейные элементы (вентильные преобразователи, электродуговые печи, установки однофазной и трехфазной электросварки, газоразрядные лампы, силовые трансформаторы и др.), даже при синусоидальных ЭДС возникают несинусоидальные токи и напряжения. Несинусоидальные режимы, как правило, рассматривают по отдельным гармоникам. Наличие высших гармоник ведет к появлению дополнительных потерь активной мощности от несинусоидальных токов $\Delta P_{нс}$ и электроэнергии $\Delta Э_{нс}$ в элементах систем электроснабжения, а также вызывает ряд нежелательных явлений в питающей сети.

Дополнительные потери активной мощности и электроэнергии определяются расчетным путем и обусловлены:

а) необходимостью определения дополнительных потерь $\Delta P_{нс}$, $\Delta Э_{нс}$ за определенный искомый период (день, месяц, квартал, год) как в условиях эксплуатации, так и при проектировании;

б) необходимостью определения дополнительных потерь $\Delta P_{нс}$, $\Delta Э_{нс}$ при анализе изменения их от внедрения средств минимизации гармоник с учетом экономической эффективности.

Увеличение потерь активной мощности и электроэнергии от несинусоидальности формы кривой напряжения и тока необходимо учитывать в общем балансе предприятия независимо от причин их возникновения.

Потери электроэнергии в любом элементе системы электроснабжения при несинусоидальности в системе электроснабжения (с учетом потерь на промышленной частоте 50 Гц $\Delta Э_{50}$) определяют из выражения

$$\Delta Э = \Delta Э_{50} + \Delta Э_{нс}, \qquad (19.26)$$

где $\Delta Э_{нс}$ – потери электроэнергии от несинусоидальных токов в системе электроснабжения,

$$\Delta Э_{нс} = 3T_р \sum_{\nu=3}^{n} K_{ф,\nu}^2 I_{с,\nu}^2 R_\nu; \qquad (19.27)$$

здесь $T_р$ – число рабочих часов элемента системы электроснабжения за учетный период; $K_{ф,\nu}$ – коэффициент формы графика для ν-й гармоники; $I_{с,\nu}$ – среднее значение тока ν-й гармоники; $R_\nu$ – активное сопротивление элемента системы электроснабжения для токов высших гармоник; $n$ – порядок учитываемой гармоники.

Любую функцию $f(\omega t)$, удовлетворяющую условиям Дирихле, можно разложить в ряд Фурье. Функции, симметричные относительно оси абсцисс,

$$f(\omega t) = -f(\omega t + \pi),$$

и функции, симметричные относительно начала координат,

$$f(\omega t) = -f(-\omega t)$$

раскладывают в ряд, который не содержит четных гармоник (косинусных составляющих) и постоянной составляющей.

Действующее значение нечетных гармоник определяем из выражения

$$A_\nu = \sqrt{\frac{1}{T_{50}} \int_0^{T_{50}/2} A_{m,\nu}^2 \sin^2(\omega_\nu t)\, d(\omega_\nu t)}; \qquad (19.28)$$

среднее по модулю значение – из выражения

$$A_{ср,\nu} = \frac{1}{T_{50}} \int_0^{T_{50}/2} |A_{m,\nu} \sin(\omega_\nu t)|\, d(\omega_\nu t), \qquad (19.29)$$

где $\omega = 2\pi/T_{50}$ – основная частота; $T_{50}$ – период функции на основной частоте.

Для оценки несинусоидальной периодической кривой находим коэффициент формы для каждой гармоники ν за период основной гармоники $T_{50}$, пользуясь выражением

$$K_{ф,\nu} = A_\nu / A_{ср,\nu}. \qquad (19.30)$$

Используя (19.28) и (19.29), получаем

$$K_{ф,\nu} = \pi/(2\sqrt{2\nu}). \qquad (19.31)$$

На рис. 19.13 приведена зависимость $K_{ф,\nu}$ от номера гармоники.

Для кривой переменного тока, имеющей прямоугольно-ступенчатую форму, содержание высших гармоник определяют по приближенной формуле

$$I_\nu = I_1/\nu, \qquad (19.32)$$

где $I_1$ – действующее значение 1-й гармоники тока.

В этом случае среднее значение ν-й гармоники

$$I_{с,\nu} = \frac{I_1}{\nu K_{ф,\nu}}. \qquad (19.33)$$

Для шестифазной схемы выпрямления ($p = 6$) при верхнем пределе учитываемого уровня гармоник $n = 25$ промежуточный коэффициент формы несинусоидальной кривой $K_{пр} = 1{,}32$, при $n = 49$ $K_{пр} = 1{,}16$. Здесь под $K_{пр}$ понимают коэффициент, учитывающий форму суммарной кривой без учета 1-й гармонической (синусоиды с $K_ф = 1{,}11$).

В общем случае активные $R_\nu$ и индуктивные $X_\nu$ сопротивления и емкостные проводимости $B_\nu$ элементов систем электроснабжения для тока ν-й гармоники вычисляют по формулам

$$R_\nu = R_2 k_r k_{r,\nu}; \qquad (19.34)$$

$$X_\nu = X_2 k_x k_{x,\nu} \nu; \qquad (19.35)$$

$$B_\nu = B_2 k_{b,\nu} \nu, \qquad (19.36)$$

где $R_2$, $X_2$, $B_2$ – активное и индуктивное сопротивления и емкостная проводимость обратной последовательности; $k_r$, $k_x$ – коэффициенты, с помощью которых учитывают влияние вытеснения тока в проводниках элементов систем электроснабжения, имеющих активное и индуктивное сопротивления, учитываемое в расчетах при со-

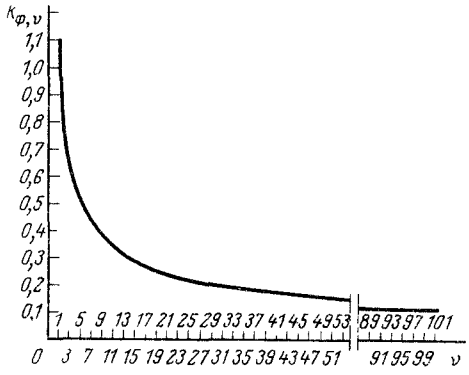



Рис. 19.13. Зависимость коэффициента формы ν-й гармоники от ее номера

ставлении схемы замещения; $k_{r,\nu}$, $k_{x,\nu}$, $k_{b,\nu}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие распределенность этих параметров в рассматриваемой схеме замещения.

а) Учет сопротивлений генераторов (синхронных машин) производят:

для турбогенераторов $X_\nu = 0{,}9X_2\nu$; для гидрогенераторов $X_\nu = 0{,}7X_2\nu$; для синхронных компенсаторов и явнополюсных машин $X_\nu = 0{,}7X_2\nu$.

б) Учет сопротивлений асинхронных двигателей производят для асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором

$$k_x = 0{,}69 + \frac{0{,}3}{\sqrt{\nu}} \approx 0{,}8 \text{ до } \nu = 25; \quad (19.37)$$

для асинхронных двигателей с фазным ротором

$$k_x = 0{,}75 + \frac{0{,}4}{\sqrt{\nu}} \approx 0{,}9 \text{ до } \nu = 25. \quad (19.38)$$

Сопротивления обратной последовательности для асинхронных двигателей определяют по формулам, Ом,

$$R_2 = \frac{U^2_{\text{ном}} \cos\varphi_{\text{ном}} \cdot 10^3}{P_{\text{ном}} k_{\text{пуск}}} \cos\varphi_{\text{п}}; \quad (19.39)$$

$$X_2 = \frac{U^2_{\text{ном}} \cos\varphi_{\text{ном}} \cdot 10^3}{P_{\text{ном}} k_{\text{пуск}}} \sin\varphi_{\text{п}}, \quad (19.40)$$

где $\cos\varphi_{\text{ном}}$, $\cos\varphi_{\text{п}}$ – номинальный и пусковой коэффициенты мощности; $k_{\text{пуск}}$ – кратность пускового тока по отношению к номинальному.

Коэффициент $k_{\text{ч}}$, с помощью которого учитывают влияние вытеснения тока в проводниках, с достаточной точностью можно принять пропорциональным $\sqrt{\nu}$ для всех элементов системы электроснабжения промышленного предприятия.

в) Учет сопротивлений трансформаторов производят по формулам

$$k_x = 0{,}75 + \frac{0{,}4}{\sqrt{\nu}}; \quad (19.41)$$

$$R_2 = \frac{\Delta P_{\text{к}} U^2_{\text{ном}} \cdot 10^3}{S^2_{\text{ном}}}; \quad (19.42)$$

$$X_2 = \frac{u_{\text{к}} U^2_{\text{ном}} \cdot 10}{S_{\text{ном}}}, \quad (19.43)$$

где $u_{\text{к}}$ – напряжение КЗ, %; $\Delta P_{\text{к}}$ – потери мощности КЗ, кВт; $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

г) Учет сопротивлений реакторов производят по формулам

$$k_x = 1; \; R_2 = \frac{\Delta P \cdot 10^3}{I^2_{\text{ном}}}, \quad (19.44)$$

где $\Delta P$ – потери реактивной мощности в фазе ротора, кВт.

д) Учет сопротивлений кабельных и воздушных линий производят по формулам

$$k_x = 1; \; R_2 = r_{0,(50)} l; \; X_2 = x_0 l; \; B_2 = \frac{1}{2} b_0 l, \quad (19.45)$$

где $r_{0,(50)}$ – активное сопротивление 1 км линии, Ом/км; $r_{0,(50)} = r_0 \varkappa k_{\text{п},(50)}$; $\varkappa = 1{,}002 \div 1{,}03$ – коэффициент укрутки; $k_{\text{п},(50)} = 1{,}01 \div 1{,}04$ – коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления провода на частоте 50 Гц по сравнению с омическим сопротивлением $r_0$; $x_0$ – индуктивное сопротивление линии на частоте 50 Гц, Ом/км; $b_0$ – емкостная проводимость линии на частоте 50 Гц, См/км.

Ниже рассмотрены дополнительные потери активной мощности в основных элементах систем промышленного электроснабжения.

1) Дополнительные потери активной мощности в синхронных машинах от высших гармонических тока определяют по формуле

$$\Delta P_{\text{нс, с, м}} = \Delta P_{\text{нс, м}} + \Delta P_{\text{нс, ст}} + \Delta P_{\text{нс, т}}, \quad (19.46)$$

где $\Delta P_{\text{нс, м}}$ – дополнительные потери в металле обмоток (меди) синхронной машины от высших гармоник; $\Delta P_{\text{нс,ст}}$ – дополнительные потери в стали от высших гармоник; $\Delta P_{\text{нс, т}}$ – мощность, идущая на преодоление тормозного момента, вызываемого током высшей гармоники.

Дополнительные усредненные потери активной мощности в обмотках синхронной машины

$$\Delta P_{\text{нс, м}} = 3 \sum_{\nu=3}^{n} (I_\nu^2 R_{1\,\nu} + I_\nu^2 R'_{2,\,\text{э},\nu}), \quad (19.47)$$

где $3 \sum_{\nu=3}^{n} I_\nu^2 R_{1,\,\nu}$ – дополнительные потери активной мощности в статорной обмотке; $3 \sum_{\nu=3}^{n} I_\nu^2 R'_{2,\,\text{э},\nu}$ – дополнительные потери активной мощности в обмотке ротора; $R_{1\nu}$ – активное сопротивление обмотки статора синхронной машины для ν-й гармоники; $R'_{2,\,\text{э},\nu}$ – эквивалентное активное сопротивление ротора для тока прямой последовательности ν-й гармоники.

Дополнительные потери активной мощности в стали синхронной машины

$$\Delta P_{\text{нс, ст}} = \Delta P_x \sum_{\nu=3}^{n} \left(\frac{U_\nu}{U_{\text{ном}}}\right)^2 \frac{1}{\nu^{0,7}}. \quad (19.48)$$

Дополнительная мощность, идущая на преодоление тормозного (или попутного) вращающего момента,

$$\Delta P_{\text{нс, т}} = P_{\text{ном}} \frac{\left(\frac{U_\nu}{U_{\text{ном}}}\right)^2 k_{\text{пуск}}}{\nu^2 \sqrt{\nu \pm 1}}, \quad (19.49)$$

где $k_{\text{пуск}}$ – кратность пускового момента.

2) Дополнительные потери активной мощности в обмотках асинхронного двигателя, обусловленные токами высших гармоник, определяют по формуле

$$\Delta P_{\text{нс, м}} = 3 \sum_{\nu=3}^{n} I_\nu^2 (R_{1\nu} + R'_{2\nu}), \quad (19.50)$$

где $R_{1\nu}$, $R'_{2\nu}$ – активное сопротивление статора и приведенное активное сопротивление ротора на частоте ν-й гармоники.

С учетом проявления поверхностного эффекта

$$R_{1\nu} = R_1 \sqrt{\nu}; \quad (19.51)$$

$$R'_{2\nu} = R'_2 \sqrt{\nu \pm 1}. \quad (19.52)$$

Для токов ν-й гармоники, образующих систему прямой последовательности, в (19.52) будет знак плюс, для обратной последовательности – знак минус. При использовании усредненных параметров машин дополнительные потери активной мощности в обмотках статора и ротора от токов высших гармоник считают приближенно. Потери в обмотках статора $\Delta P_{\text{нс1}}$ определяют как часть номинальных потерь в меди по формуле

$$\Delta P_{\text{нс1}} = \Delta P_{1\,\text{ном}} \frac{U_{*\nu}^2 I_{*\text{пуск}}^2}{\nu^2} \sqrt{\nu}, \quad (19.53)$$

где $I_{*\text{пуск}} = 1/Z_{\text{к}}$ – кратность пускового тока при номинальном напряжении; $\Delta P_{1\,\text{ном}}$ – потери в обмотке статора при номинальном токе.

Дополнительные потери активной мощности в обмотках ротора асинхронного двигателя

$$\Delta P_{\text{нс2}} = \Delta P_{1\,\text{ном}} \frac{U_{*\nu}^2 I_{*\text{пуск}}^2}{\nu^2} \sqrt{\nu \pm 1}. \quad (19.54)$$

Суммарные потери в обмотках асинхронного двигателя

$$\Delta P_{\text{нс, м, а, д}} = \Delta P_{1\,\text{н}} \sum_{\nu=3}^{n} \frac{U_{*\nu}^2 I_{*\text{пуск}}^2}{\nu^2} (\sqrt{\nu} + \sqrt{\nu \pm 1}). \quad (19.55)$$

Наличие дополнительных потерь активной мощности от несинусоидальных токов в синхронных машинах и асинхронных двигателях ведет к снижению коэффициента мощности, КПД и их располагаемой мощности.

Основная часть дополнительных потерь активной мощности от высших гармоник в синхронных машинах приходится на долю демпферной обмотки и обмотки статора. В асинхронных двигателях напряжением выше 1 кВ дополнительные потери активной мощности от высших гармоник в обмотках статора и ротора соизмеримы по значению. В расчетах дополнительными потерями в стали статора и ротора, определяемыми формулой (19.48), от вращающихся магнитных полей можно пренебречь. Эти поля незначительны вследствие наличия демпфирующих контуров в роторе. Дополнительные потери активной мощности в стали учитывают только при точных расчетах.

3) Дополнительные потери активной мощности в силовых трансформаторах, кабельных и воздушных линиях и реакторах определяют по формуле

$$\Delta P_{\text{нс}} = 3 \sum_{\nu=3}^{n} I_\nu^2 R_\nu. \quad (19.56)$$

4) Дополнительные потери активной мощности в силовых конденсаторах. Наличие высших гармоник в системе электроснабжения обусловливает появление частичных резонансов тока в цепи, состоящей из емкости конденсаторных батарей и индуктивности элементов сети. Значительное возраста-

ние амплитуд гармоник тока, находящихся в резонансных режимах и близких к ним, ведет к тому, что действующее значение несинусоидального тока в цепи батарей конденсаторов значительно превышает допустимое (в соответствии с ГОСТ 1282–79Е батареи конденсаторов могут длительно работать при перегрузке их токами высших гармоник не более чем на 30%; допустимое превышение напряжения ограничивается 10%). Превышение указанных значений приводит к повреждению конденсаторов.

Дополнительные потери активной мощности в диэлектрике силового конденсатора с номинальной емкостью $C_{ном}$ определяют по формуле

$$\Delta P_{нс,д,к} = 2\pi f_{ном} C_{ном} U_{\nu}^2 \operatorname{tg}\delta_{\nu}. \qquad (19.57)$$

В диапазоне частот до 1000 Гц можно принять

$$\operatorname{tg}\delta_1 = \operatorname{tg}\delta_2 = \ldots = \operatorname{tg}\delta_{\nu} = \operatorname{tg}\delta_{д}.$$

В этом случае

$$\Delta P_{нс,д,к} = 2\pi f_{ном} C_{ном} U_{ном}^2 \operatorname{tg}\delta_{д} \sum_{\nu=1}^{n} \left(\frac{U_{\nu}}{U_{ном}}\right)^2 \nu. \qquad (19.58)$$

Дополнительные потери активной мощности от высших гармоник в изоляции от корпуса силовых конденсаторов

$$\Delta P_{нс,и,к} = 2\pi f_{ном} C_{ном} U_{ном}^2 \operatorname{tg}\delta_{и} \sum_{\nu=1}^{n} \left(\frac{U_{\nu}}{U_{ном}}\right)^2 \nu. \qquad (19.59)$$

Дополнительные потери активной мощности от высших гармоник в обкладках конденсаторов (токоведущих частей) определяют по участкам $l$, на которые разбивают токоведущие части, после чего суммируют и определяют общие потери в обкладках конденсаторов

$$\Delta P_{нс,о,к} = I_{\nu}^2 R_{l,\nu} = (2\pi f_{ном} C_{ном} U_{ном})^2 R_l k_{п,l,\nu} \left(\frac{U_{\nu}}{U_{ном}}\right)^2 \nu^2, \qquad (19.60)$$

где $k_{п,l,\nu}$ – коэффициент, учитывающий влияние поверхностного эффекта на участке $l$; $R_l$ – сопротивление $l$-го участка.

Зная число часов работы приемника электроэнергии в году $T_р$, а также определив дополнительные потери активной мощности в нем по изложенной методике, находят дополнительные потери электроэнергии от высших гармоник. Эти потери прибавляют к потерям, определенным на промышленной частоте.

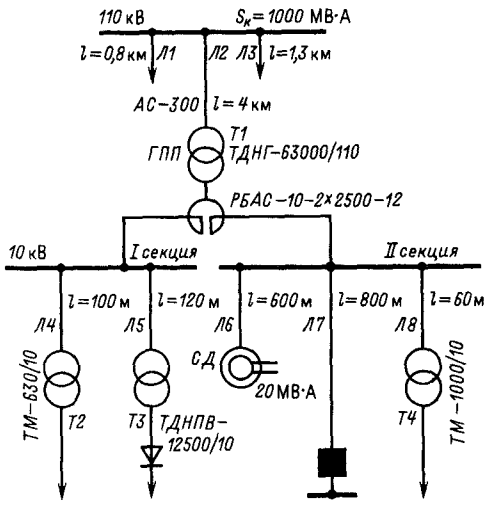



Рис. 19.14. Схема электроснабжения промышленного предприятия

Дополнительные потери активной мощности и электроэнергии от высших гармоник в элементах систем электроснабжения промышленных предприятий с достаточной точностью рассчитывают по (19.27). Расчеты по приведенным формулам для элементов систем электроснабжения требуют больших затрат времени для спектрального анализа несинусоидальных кривых тока и напряжения.

**Пример 19.1.** На рис. 19.14 приведена схема электроснабжения промышленного предприятия. Сведения об электрическом оборудовании, нагрузках цеховых подстанций, а также активных $R_2$ и индуктивных $X_2$ сопротивлениях обратной последовательности току промышленной частоты реакторов и синхронных двигателей, $r_0$, $x_0$ воздушных линий приведены ниже:

| | | |
|---|---|---|
| Мощность: | | |
| асинхронной нагрузки, кВ·А | 600 | 400 |
| нагревательных устройств, кВт | – | 50 |
| люминесцентного освещения, кВт | 100 | – |

**Реакторы**

| | |
|---|---|
| Реактивность одной ветви, Ом | 0,28 |
| Коэффициент связи | 0,54 |
| Потери мощности в одной фазе, кВт | 43 |
| $R_2$, Ом | 0,0035 |
| $X_2$, Ом | 0,28 |

**Синхронные двигатели**

| | |
|---|---|
| Номинальная мощность, кВ·А | 20000 |
| Индуктивное сопротивление обратной последовательности, отн. ед. | 0,19 |
| Активное сопротивление обратной последовательности, отн. ед. | 0,016 |
| $R_2$, Ом | 0,08 |
| $X_2$, Ом | 0,95 |

**Воздушные линии**

| | |
|---|---|
| Марка провода | АС-300 |
| Длина линии, км | 4 |
| $r_0$, Ом/км | 0,105 |
| $x_0$, Ом/км | 0,4 |

Расчет этих сопротивлений производится по формулам § 19.4 для напряжения $U_{ном} = 10$ кВ.

В табл. 19.5 и 19.6 даны соответственно сведения по кабельным линиям и трансформаторам.

Нагрузка вентильного преобразователя равна 10 МВ·А. Вентильный преобразователь работает с углом регулирования $\alpha = 30°$ и углом коммутации $\gamma = 8°$.

Ток первой гармоники преобразователя

$$I_1 = \frac{S_{пр}}{\sqrt{3}\,U_{ном}} = \frac{10000}{\sqrt{3}\cdot 10} = 578 \text{ А}.$$

Таблица 19.5. **Кабельные линии**

| Марка кабеля | Длина линии, км | Количество кабелей в линии | $r_0$, Ом/км | $x_0$, Ом/км | $b_0$, См/км |
|---|---|---|---|---|---|
| АСБГ (3 × 70) | 0,1 | 1 | 0,443 | 0,086 | $97{,}5\cdot 10^{-6}$ |
| АСБГ (3 × 185) | 0,12 | 3 | 0,167 | 0,077 | $141\cdot 10^{-6}$ |
| АСБГ (3 × 70) | 0,06 | 1 | 0,443 | 0,086 | $97{,}5\cdot 10^{-6}$ |
| АСБ (3 × 185) | 0,6 | 5 | 0,167 | 0,077 | $141\cdot 10^{-6}$ |
| АСБ (3 × 185) | 0,8 | 2 | 0,167 | 0,077 | $141\cdot 10^{-6}$ |

Таблица 19.6. **Трансформаторы**

| Номинальная мощность, кВ·А | Напряжение КЗ $u_к$, % | Потери КЗ $\Delta P_к$, кВт | $R_2$, Ом | $X_2$, Ом |
|---|---|---|---|---|
| 63000 | 10,5 | 31,5 | 0,0079 | 0,167 |
| 1000 | 5,5 | 12,2 | 1,22 | 5,5 |
| 630 | 5,5 | 8,5 | 2,14 | 8,73 |
| 6750 | 9 | 71 | 0,0455 | 0,72 |

По номограммам имеем

$$I_5/I_1 = 0{,}19;\ I_7/I_1 = 0{,}13;\ I_{11}/I_1 = 0{,}08;$$

тогда $I_5 = 110$ А; $I_7 = 75$ А; $I_{11} = 46$ А; $\varphi_v = 0$, так как в схеме замещения имеется только один источник токов высших гармоник.

Результаты расчета гармоник тока в схеме замещения приведены в табл. 19.7.

Таблица 19.7. **Токи *i*-й гармоники и дополнительные потери активной мощности в элементах схемы электроснабжения на *i*-й гармонике**

| № гармоники | *T1* | *T2* | *T3* | *T4* | Реактор | | *CD* | Линия *Л2* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | I секция | II секция | | |
| **Токи, А** | | | | | | | | |
| 5 | 98,91 | 1,845 | 110 | 0,323 | 108,3 | 9,363 | 9,156 | 99,11 |
| 7 | 67,65 | 1,301 | 75 | 0,216 | 73,79 | 6,174 | 6,098 | 67,87 |
| 11 | 41,64 | 0,833 | 46 | 0,132 | 45,26 | 3,64 | 3,708 | 41,99 |
| **Дополнительные потери активной мощности, кВт** | | | | | | | | |
| 5 | $523\cdot 10^{-3}$ | $49{,}02\cdot 10^{-3}$ | 3,385 | $0{,}9\cdot 10^{-3}$ | $102{,}8\cdot 10^{-3}$ | $0{,}77\cdot 10^{-3}$ | $45\cdot 10^{-3}$ | 14,557 |
| 7 | $287\cdot 10^{-3}$ | $28{,}7\cdot 10^{-3}$ | 2,029 | $0{,}5\cdot 10^{-3}$ | $53{,}2\cdot 10^{-3}$ | $0{,}37\cdot 10^{-3}$ | $23{,}7\cdot 10^{-3}$ | 7,573 |
| 11 | $137\cdot 10^{-3}$ | $14{,}8\cdot 10^{-3}$ | 0,957 | $0{,}22\cdot 10^{-3}$ | $23{,}9\cdot 10^{-3}$ | $0{,}15\cdot 10^{-3}$ | $11\cdot 10^{-3}$ | 3,443 |
| Итого | $947\cdot 10^{-3}$ | $92{,}52\cdot 10^{-3}$ | 6,371 | $1{,}62\cdot 10^{-3}$ | $179{,}9\cdot 10^{-3}$ | $1{,}29\cdot 10^{-3}$ | $79{,}7\cdot 10^{-3}$ | 25,573 |

Дополнительные потери в трансформаторе ГПП на 5-й гармонике

$$\Delta P_{\text{нс, т (5)}} = 3I^2_{(5)}R_{2,(5)} = 3 \cdot 98{,}94^2 \cdot 0{,}0079 = \\ = 523 \cdot 10^{-3} \text{ кВт}.$$

Аналогичным образом определяют дополнительные потери активной мощности во всех элементах схемы электроснабжения (рис. 19.14) на 7-й и 11-й гармониках. Все расчеты также приведены в табл. 19.7.

Суммарные потери от несинусоидальности (только на 5,7 и 11-й гармониках) составляют 7,67 кВт, или 0,7% номинальных потерь элементов схемы электроснабжения. Значение $\Delta P_{\text{нс}} = 7{,}67$ кВт, умноженное на число часов работы оборудования в году $T_{\text{р}}$, дает дополнительные потери электроэнергии от несинусоидальных токов в сети. На энергетической диаграмме необходимо прибавить дополнительные потери от несинусоидальности токов в сети к другим видам потерь, т. е. полезная электроэнергия должна быть уменьшена на $\Delta Э_{\text{нс}}$.

В системах электроснабжения промышленных предприятий обычно содержится большее число вентильных преобразователей, чем в рассматриваемом примере. Это ведет к увеличению коэффициента несинусоидальности и дополнительных потерь активной мощности, достигающих 2–4% номинальных.

## 19.5. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ, ОБУСЛОВЛЕННЫЕ НЕСИММЕТРИЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ

В условиях несимметрии токов и напряжений в элементах систем электроснабжения возникают дополнительные потери мощности и электроэнергии, обусловленные системой токов и напряжений обратной и нулевой последовательностей. В любом элементе трехфазной сети без нулевого провода дополнительные потери рассчитывают по выражению

$$\Delta Э_{\text{нсм}} = \sum_i T_i \Delta P_{2i}, \qquad (19.61)$$

где $\Delta P_{2i}$ – потери активной мощности в элементе $i$ системы электроснабжения, обусловленные токами обратной последовательности; $T_i$ – время работы $i$-го вида оборудования за учетный период.

При расчете потерь различают несколько возможных режимов несимметричной работы промышленной сети электроснабжения. Ниже приведена методика расчета потерь $\Delta P_2$ для различных элементов системы электроснабжения. Расчет ведется в функции коэффициента несимметрии напряжения $K_{\text{нсм}, U}$ в узле подключения нагрузки.

Асинхронные двигатели (АД). Дополнительные потери активной мощности при питании АД несимметричным напряжением согласно [145] можно определить по следующей формуле:

$$\Delta P_{2\text{АД}} = 2{,}41 \Delta P_{\text{м, ном}} I_{\text{п}} K^2_{\text{нсм}, U}, \qquad (19.62)$$

где $\Delta P_{\text{м, ном}}$ – потери в меди статора при номинальном токе основной частоты; $I_{\text{п}}$ – кратность пускового тока при номинальном напряжении основной частоты.

Применение формулы (19.62) для расчета результирующих дополнительных потерь активной мощности в системах электроснабжения с большим количеством АД связано с трудностями. В связи с этим в [104] получено более простое выражение для таких расчетов

$$\Delta P_{2\text{АД}} = 2{,}41 k_{\text{АД}} P_{\text{ном}} K^2_{\text{нсм}, U}. \qquad (19.63)$$

Значения коэффициента $k_{\text{АД}}$ для двигателей с номинальной мощностью до 5 кВт находятся в диапазоне 3–4,5, для двигателей мощностью 5–100 кВт – в диапазоне 1–3, а для двигателей мощностью более 100 кВт – в диапазоне 0,4–1. Первые значения относятся к более мощным двигателям. Значение коэффициента $k_{\text{АД}}$ для АД мощностью $P_{\text{ном}}$ можно определить по следующей формуле:

$$k_{\text{АД}} = k^{\text{н}}_{\text{АД}} + \frac{(k^{\text{в}}_{\text{АД}} - k^{\text{н}}_{\text{АД}})(P^{\text{в}}_{\text{ном}} - P_{\text{ном}})}{P^{\text{в}}_{\text{ном}} - P^{\text{н}}_{\text{ном}}}, \qquad (19.64)$$

где $k^{\text{н}}_{\text{АД}}$ и $k^{\text{в}}_{\text{АД}}$ – соответственно нижняя и верхняя границы диапазона $k_{\text{АД}}$; $P^{\text{н}}_{\text{ном}}$ и $P^{\text{в}}_{\text{ном}}$ – соответственно нижняя и верхняя границы диапазона номинальных мощностей АД.

Приведенные ниже выражения позволяют рассчитать $k_{\text{АД}}$ для АД различной мощности

$$k_{\text{АД}} = 3 + 0{,}3(5 - P); \; P < 5 \text{ кВт};$$

$$k_{\text{АД}} = 1{,}0 + 0{,}021(100 - P); \; P = 5 \div 100 \text{ кВт};$$

$$k_{\text{АД}} = 0{,}4 + 0{,}0067(1000 - P); \; P > 1000 \text{ кВт}.$$

При большом количестве АД (несколько сотен) с различной номинальной мощностью

коэффициент $k_{АД}$ рекомендуется определять в следующем порядке:

а) шкалу номинальных мощностей АД делят на несколько диапазонов;

б) для каждого диапазона определяют суммарную номинальную мощность АД;

в) для каждого диапазона определяют среднее значение коэффициента $k_{АД}$;

г) определяют значение коэффициента $k_{АД}$ для суммарной номинальной мощности всех АД

$$k_{АД,\Sigma} = k_{АД1}\frac{P_{ном,1}}{P_{ном,\Sigma}} + k_{АД2}\frac{P_{ном,2}}{P_{ном,\Sigma}} + \ldots$$
$$\ldots + k_{АД,n}\frac{P_{ном,n}}{P_{ном,\Sigma}}, \qquad (19.65)$$

где $n$ – число диапазонов, на которые разбита шкала номинальных мощностей АД.

В табл. 19.8 приведены значения $k_{АД,\Sigma}$, рассчитанные для различных отраслей промышленности [104].

Таблица 19.8. **Расчетные значения коэффициентов $k_{АД,\Sigma}$ для различных отраслей промышленности**

| Отрасли промышленности | $k_{АД,\Sigma}$ | $2{,}41k_{АД,\Sigma}$ |
|---|---|---|
| Черная металлургия | 1,7 | 4,1 |
| Химическая | 1,68 | 4,05 |
| Нефтеперерабатывающая | 1,18 | 2,84 |
| Цветная металлургия | 1,7 | 4,1 |
| Энергетика | 1,18 | 2,84 |
| Угольная | 1,07 | 2,58 |
| Машиностроение и металлообработка | 2,29 | 5,52 |
| Легкая | 2,91 | 7,01 |
| Пищевая | 2,6 | 6,27 |
| Строительных материалов | 2,1 | 5,06 |
| Вся промышленность в целом | 1,85 | 4,46 |

Синхронные машины (СМ). Дополнительные потери активной мощности в роторе СМ, обусловленные протеканием тока обратной последовательности, определяют по формуле

$$\Delta P_{2СМ} = \Delta P_{дп}\frac{I_2^2}{I_{ном}^2}, \qquad (19.66)$$

где $\Delta P_{дп}$ – дополнительные потери при токе обратной последовательности, равном номинальному; $I_2$ – ток обратной последовательности в СМ; $I_{ном}$ – ток номинальный в СМ.

В [104] получено выражение для расчета $\Delta P_{2СМ}$ в зависимости от коэффициента несимметрии

$$\Delta P_{2СМ} = k_{СМ}P_{ном}k_{нсм,U}^2, \qquad (19.67)$$

где $k_{СМ}$ – расчетный коэффициент для различных типов СМ, полученный по усредненным данным (табл. 19.9).

Таблица 19.9. **Расчетные значения коэффициентов $k_{СМ}$ для синхронных машин**

| Турбогенераторы | Явнополюсные генераторы и двигатели | | Синхронные компенсаторы |
|---|---|---|---|
| | с успокоительной обмоткой | без успокоительной обмотки | |
| 1,856 | 0,681 | 0,273 | 1,31 |

Трансформаторы. Выражение для расчета дополнительных потерь активной мощности в двухобмоточном трансформаторе связи с энергосистемой имеет вид

$$\Delta P_{2Т} = \frac{\Delta P_к}{\left(u_к + \frac{S_{ном}}{S_к}\right)^2}K_{нсм,U}^2, \qquad (19.68)$$

где $\Delta P_к$ – потери в меди трансформатора в опыте КЗ; $u_к$ – напряжение КЗ трансформатора, отн. ед; $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора; $S_к$ – мощность КЗ на шинах высокого напряжения трансформатора.

При $S_к \gg S_{ном}$

$$\Delta P_{2Т} \approx \frac{\Delta P_к}{u_к^2}K_{нсм,U}^2. \qquad (19.69)$$

Дополнительные потери активной мощности в цеховых трансформаторах рассчитывают по формуле

$$\Delta P_{2ЦТ} = 6{,}4\Delta P_к K_{нсм,U}^2. \qquad (19.70)$$

Если учитывать не только потери активной мощности в самих трансформаторах, но и потери активной мощности, возникающие в системе электроснабжения по всей цепочке питания от генераторов электростанций до рассматриваемых трансформаторов из-за потребления дополнительной реактивной мощности, обусловленной протеканием токов обратной последовательности, то приведенные дополнительные потери

$$\Delta P_{2Т,п} = \Delta P_{2Т} + \frac{k_{и,п}u_к}{\left(u_к + \frac{S_{ном}}{S_к}\right)^2}S_{ном}K_{ном,U}^2, \qquad (19.71)$$

где $k_{и,п}$ – коэффициент изменения потерь, задаваемый энергосистемой.

Конденсаторные батареи. Наиболее распространенной схемой соединения конденсаторной установки в электрических

Таблица 19.10. **Параметры электрооборудования участка схемы электроснабжения предприятия**

| Электрооборудование | Количество | Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ | Мощность $P_{ном}(S_{ном})$, кВт (кВ·А) | Время работы $T_г$, тыс. ч/год | Дополнительные параметры |
|---|---|---|---|---|---|
| Трансформаторы связи с энергосистемой | 1 | 110/6 | 80 000 | 8,5 | $\Delta P_к = 310$ кВт $u_к = 10{,}5\,\%$ |
| Цеховые трансформаторы | 12 | 6/0,4 | 1 600 | 8 | $\Delta P_к = 18$ кВт $u_к = 5{,}5\%$ |
| | 2 | 6/0,4 | 2 500 | 8 | $\Delta P_к = 25$ кВт $u_к = 5{,}5\%$ |
| Синхронные машины | 4 | 6 | 2 500 | 8 | — |
| Асинхронные электродвигатели | 15 | 6 | 1000 | 7 | — |
| Батареи конденсаторов | 90 | 6 | 5400 | 8,7 | $\operatorname{tg}\delta = 0{,}0035$ |

распределительных сетях является треугольник, вследствие чего токи нулевой последовательности в этом случае отсутствуют. Если конденсаторная установка питается от системы несимметричных напряжений, то потери в ней при условии, что электрическая емкость и тангенс угла потерь конденсатора не зависят от частоты и температуры, определяют по формуле

$$\Delta P_{2КБ} = Q_{ном} \operatorname{tg}\delta K^2_{нсм,\,U}, \qquad (19.72)$$

где $Q_{ном}$ – номинальная реактивная мощность КБ; $\operatorname{tg}\delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь конденсатора на основной частоте.

Реакторы. Дополнительные потери активной мощности в реакторе подсчитывают по формуле

$$\Delta P_{2Р} = 3\Delta P_{ном} I_2^2 / I^2_{ном}, \qquad (19.73)$$

где $\Delta P_{ном}$ – потери активной мощности в одной фазе реактора при номинальной нагрузке; $I_2$ – ток обратной последовательности реактора.

Дополнительные потери $\Delta P_{2Р}$ зависят от места подключения реактора; выраженные через коэффициент несимметрии, напряжения могут принимать разные значения:

для реактора, подключенного к трансформатору,

$$\Delta P_{2Р} = 3\Delta P_{ном} \frac{1}{u_к^2} K^2_{нсм,\,U}, \qquad (19.74)$$

где $u_к$ – напряжение КЗ трансформатора, отн. ед.;

в остальных случаях можно принять

$$\Delta P_{2Р} = 3\Delta P_{ном} K^2_{нсм,\,U}. \qquad (19.75)$$

Электрическая сеть. Для неразветвленной линии с сосредоточенной нагрузкой на конце потери в сети определяют по формуле

$$\Delta P_{2С} = K^2_{ном,\,U}\left(\sum_1^m \frac{\Delta P_i}{X_{2АД,\,i}} + \sum_1^n \frac{\Delta P_j}{X_{2СМ,\,j}} + \sum_1^l \Delta P_k\right), \qquad (19.76)$$

где $\Delta P_i$, $\Delta P_j$, $\Delta P_k$ – активные потери в линии при симметричном режиме и номинальной нагрузке $i$-го АД, $j$-й СМ, $k$-й статической линейной нагрузки; $X_{2АД}$, $X_{2СМ}$ – сопротивления обратной последовательности АД и СМ, отн. ед.

При отсутствии каталожных данных можно допустить $X_{2СМ} = 0{,}24$ и $X_{2АД} = 1/k_п$, где $k_п$ – кратность пускового тока АД.

**Пример 19.2.** Рассчитать дополнительные потери электроэнергии при несимметрии напряжений $K_{нсм,\,U} = 0{,}04$ для участка схемы электроснабжения предприятия с электрооборудованием, параметры которого представлены в табл. 19.10. Мощность КЗ электрической системы $S_к = 1000$ МВ·А.

В соответствии с приведенным находят дополнительные потери электроэнергии:

в трансформаторах связи

$$\Delta Э_{2Т} = 8500 \cdot 310\,(0{,}04)^2 / (0{,}105 + 80/1000)^2 = 123\,184 \text{ кВт};$$

в цеховых трансформаторах

$$\Delta Э_{2ЦТ} = 8000 \cdot 12 \cdot 18\,(0{,}04)^2 \cdot 6{,}4 + 8000 \cdot 2 \cdot 25\,(0{,}04)^2 \cdot 6{,}4 = 21\,792 \text{ кВт};$$

в синхронных машинах

$$\Delta Э_{2СМ} = 8000 \cdot 4 \cdot 0{,}681 \cdot 2500 (0{,}04)^2 = 87\,168 \text{ кВт};$$

в асинхронных двигателях

$$\Delta Э_{2АД} = 7000 \cdot 1{,}5 \cdot 2{,}41 \cdot 0{,}4 \cdot 1000 (0{,}04)^2 = 161\,952 \text{ кВт};$$

в батареях конденсаторов

$$\Delta Э_{2КБ} = 8700 \cdot 5400 \cdot 0{,}0035 (0{,}04)^2 = 263 \text{ кВт}.$$

## 19.6. ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ, ОБУСЛОВЛЕННЫЕ ИЗМЕНЕНИЕМ ЧАСТОТЫ ПИТАЮЩЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

Частота – один из основных показателей качества электроэнергии. Допустимые изменения частоты в различных режимах регламентируются ГОСТ 13109–67* «Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединяемых к электрическим сетям общего назначения», «Правилами устройства электроустановок», «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей». Жесткие требования к показателям качества частоты, изложенные в регламентирующей литературе, вызваны значительным влиянием частоты на режим работы электрооборудования, ход технологических процессов производства и как следствие – на технико-экономические показатели работы промышленных предприятий.

Опережающие темпы роста установленной мощности по отношению к росту производства электроэнергии привели к снижению резерва мощности на электростанциях и снижению качества электроэнергии по частоте. Это вызывает экономический ущерб, который слагается из электромагнитной и технологической составляющих. Электромагнитная составляющая ущерба вызвана увеличением потерь активной мощности и изменением потребления активной и реактивной мощностей в элементах систем электроснабжения промышленных предприятий. Потери играют значительную роль в общем электробалансе каждого предприятия и образуют его отдельную статью расхода; их учет способствует определению действительных удельных норм расхода электроэнергии на единицу продукции и выявляет возможности сокращения непроизводительных расходов электроэнергии. Ниже приведена методика определения потерь электроэнергии, обусловленных изменением частоты питающего напряжения. Потери электроэнергии в элементах систем электроснабжения при изменении частоты питающего напряжения в общем виде можно представить выражением

$$\Delta Э = \Delta Э_{50} + \Delta Э_f, \qquad (19.77)$$

где $\Delta Э_f$ – потери электроэнергии, вызванные изменением частоты,

$$\Delta Э_f = 3 T_{р,f} K^2_{ф,f} (I_{ср,f} - I_{ср,ном})^2 R_э, \qquad (19.78)$$

где $T_{р,f}$ – число рабочих часов с частотой сети, не равно $f_{ном}$; $K_{ф,f}$ – коэффициент формы графика при $f \neq f_{ном}$; $I_{ср,f}$ – среднее значение тока линии при $f \neq f_{ном}$; $I_{ср,ном}$ – среднее значение тока линии при $f = f_{ном}$; $R_э$ – эквивалентное активное сопротивление линии без учета эффекта вытеснения тока; его рассчитывают по общей методике.

Потери активной мощности в АД от изменения частоты сети определяют по формуле

$$\Delta P_{f,АД} = \Delta P_{f,ст} + \Delta P_{f,м}, \qquad (19.79)$$

где $\Delta P_{f,ст}$ – изменение потерь в стали АД при изменении частоты; $\Delta P_{f,м}$ – изменение потерь в металле (меди) обмоток АД при изменении частоты.

Изменение удельных потерь в стали АД определяют из выражения

$$\Delta P_{f,ст} = \Delta P_{ст,ном} (0{,}61 + 0{,}39 K_f) k^2_U / k_f, \qquad (19.80)$$

где $\Delta P_{ст,ном}$ – удельные потери в стали АД при $f = f_{ном}$; их рассчитывают по формуле

$$\Delta P_{ст,ном} = \left[ \delta_г \frac{f}{100} + \delta_{в,т} \left( \frac{f}{100} \right)^2 \right] \left( \frac{B}{1000} \right)^2; \qquad (19.81)$$

$B$ – индукция, Гс; $\delta_г$ и $\delta_{в,т}$ – удельные потери в стали на гистерезис и вихревые токи.

При номинальной частоте $f = 50$ Гц для стали толщиной 0,5 мм $\delta_г = 4{,}4$ Вт/кг и $\delta_{в,т} = 5{,}6$ Вт/кг; $k_U = U/U_{ном}$ – коэффициент относительного напряжения; $k_f = f/f_{ном}$ – коэффициент относительной частоты.

Потери в обмотках статора и ротора АД, если пренебречь намагничивающим током, при моменте $m_с$ и изменении частоты равны

$$\Delta P_{f,м} \cong \Delta P_{м,ном} \frac{m_с k^2_f}{k^2_U}, \qquad (19.82)$$

где $\Delta P_{м,ном}$ – потери в обмотках статора и ротора АД при $f = f_{ном}$; $m_с$ – момент сопротивления механизма; для механизмов с *постоянным моментом на валу он равен* электромагнитному моменту АД и определяется из выражения

$$m_с = \frac{k_з^2 - k_{и0}^2}{1 - k_{и0}^2}, \qquad (19.83)$$

где $k_з = I_1/I_{1ном}$ – коэффициент загрузки по току; $k_{и0} = I_0/I_{ном}$ – кратность тока ХХ в долях номинального тока статора.

Изменение потерь активной мощности в СМ при изменении частоты питающего напряжения определяется в основном изменением потребляемой реактивной мощности. Реактивная мощность СД складывается из реактивной мощности рассеяния $Q_s$ и реактивной мощности намагничивания $Q_μ$, которые зависят от частоты,

$$Q_{f,s} = I^2 X_{s,f} f/f_{ном} = C_1 S f^2/f_{ном}^2; \qquad (19.84)$$

$$Q_{f,μ} = \frac{U_f^2}{X_{μ,f} f/f_{ном}}, \qquad (19.85)$$

где $X_{s,f}$ и $X_{μ,f}$ – сопротивления рассеяния и намагничивания при номинальной частоте; $I = C_2 f/f_{ном}$ – ток СД; $U$ – напряжение, приложенное к СД при $f \neq f_{ном}$; $C_1$ и $C_2$ – постоянные коэффициенты.

Соотношение этих составляющих таково, что изменение суммарной реактивной мощности $Q_f = Q_{f,s} + Q_{f,μ}$ определяется первой составляющей при росте частоты и второй составляющей при снижении частоты.

Изменение потерь активной мощности в СМ при $f \neq f_{ном}$ определяют выражением

$$\Delta P_{f,СМ} = \Delta P_{f,в,ХХ} + \Delta P_{f,а} + \Delta P_{f,р}, \qquad (19.86)$$

где $\Delta P_{f,в,ХХ}$ – потери в обмотке возбуждения при токе ХХ при $f \neq f_{ном}$; $\Delta P_{f,а}$ и $\Delta P_{f,р}$ – потери активной мощности, пропорциональные квадратам токов цепей возбуждения и статора, обусловленные соответственно активной и реактивной мощностью при $f \neq f_{ном}$.

Изменение потерь активной мощности и электроэнергии при изменении частоты в остальных элементах систем электроснабжения промышленных предприятий с достаточной точностью рассчитывается по (19.78).

РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЫЙ

# ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ

## А. Электрический расчет промышленных сетей

### 20.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Воздушные линии электропередачи напряжением 6 – 220 кВ широко применяют в питающих и распределительных электрических сетях промышленных предприятий. Под электрическим расчетом сети понимают расчет, в результате которого определяют параметры режима электрической сети, т. е. напряжения во всех узлах, потоки мощности и токи во всех ветвях схемы замещения сети. Электрический расчет проводят для определения потерь мощности и энергии в отдельных элементах сети и в целом, выбора сечений токопроводящих жил, определения отклонений и потери напряжения в сети, выбора устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности и т. д.

Параметры режима в симметричной трехфазной сети при электрическом расчете представляют комплексными величинами тока $\underline{I}$, напряжения $\underline{U}$, полной мощности $\underline{S}$. Рассмотрим, например, режим работы элемента электрической сети с комплексным сопротивлением $\underline{Z} = R + jX$ (рис. 20.1). При передаче мощности в таком элементе имеют место падение и потери напряжения, а также потери мощности. Падение напряжения является комплексной величиной, численно равной разности векторов напряжений в начале и конце элемента сети, а потеря напряжения является действительной величиной, численно равной разности модулей напряжения в начале и конце элемента сети,

$$\underline{U}_Δ = \underline{U}_1 - \underline{U}_2; \qquad (20.1)$$

$$\Delta U = U_1 - U_2. \qquad (20.2)$$

В соответствии с законом Ома вектор падения напряжения можно записать в виде (рис. 20.2)

$$\underline{U}_Δ = \sqrt{3}\underline{I}\,\underline{Z} = \sqrt{3}(I_{a2} - jI_{p2})(R + jX) =$$
$$= \sqrt{3}(I\cos\varphi_2 R + I\sin\varphi_2 X) +$$
$$+ j\sqrt{3}(I\cos\varphi_2 X - I\sin\varphi_2 R) =$$
$$= U'_{Δ2} + jU''_{Δ2}, \qquad (20.3)$$

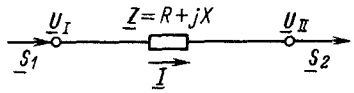



Рис. 20.1. Схема замещения элемента сети с сопротивлением $\underline{Z}$

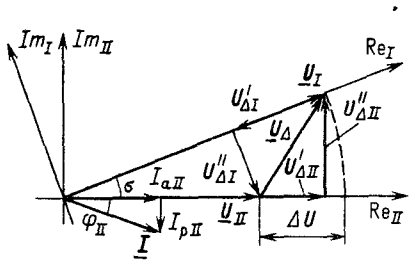



Рис. 20.2. Векторная диаграмма напряжений в элементе сети с сопротивлением $\underline{Z}$

где $I_{a2}(I_{p2})$ – активная (реактивная) составляющая тока; $U'_{\Delta 2}$ – продольная составляющая падения напряжения; $U''_{\Delta 2}$ – поперечная составляющая падения напряжения.

Использовав известные соотношения [18, 108]

$$\left.\begin{aligned} &\underline{S}=\sqrt{3}\,\underline{U}\underline{I}^*;\\ &S=\sqrt{3}\,UI;\\ &P=\sqrt{3}\,UI\cos\varphi;\\ &Q=\sqrt{3}\,UI\sin\varphi, \end{aligned}\right\} \qquad (20.4)$$

запишем значения продольной и поперечной составляющей падения напряжения по данным конца и начала участка сети

$$\left.\begin{aligned} U'_{\Delta 2}&=\frac{P_2R+Q_2X}{U_2};\\ U''_{\Delta 2}&=\frac{P_2X-Q_2R}{U_2}; \end{aligned}\right\} \qquad (20.5)$$

$$\left.\begin{aligned} U'_{\Delta 1}&=\frac{P_1R+Q_1X}{U_1};\\ U''_{\Delta 2}&=\frac{P_1X-Q_1R}{U_1}. \end{aligned}\right\} \qquad (20.6)$$

Векторы напряжений $\underline{U}_1$ и $\underline{U}_2$ связаны соотношением

$$\underline{U}_1=\underline{U}_2+\underline{U}_\Delta, \qquad (20.7)$$

а модули этих векторов (рис. 20.2) – соотношением

$$\left.\begin{aligned} U_1&=\sqrt{(U_2+U'_{\Delta 2})^2+(U''_{\Delta 2})^2};\\ U_2&=\sqrt{(U_1-U'_{\Delta 1})^2+(U''_{\Delta 1})^2}. \end{aligned}\right\} \qquad (20.8)$$

Тангенс угла сдвига $\delta$ между векторами $\underline{U}_1$ и $\underline{U}_2$

$$\operatorname{tg}\delta=\frac{U''_{\Delta 2}}{U_2+U'_{\Delta 2}}=\frac{U''_{\Delta 1}}{U_1-U'_{\Delta 1}}. \qquad (20.9)$$

Тогда в соответствии с (20.2) и (20.8) потери напряжения в элементе сети

$$\left.\begin{aligned} \Delta U&=\sqrt{(U_2+U'_{\Delta 2})^2+(U''_{\Delta 2})^2}-U_2=(U_2+\\ &\quad+U'_{\Delta 2})\sqrt{1+\left(\frac{U''_{\Delta 2}}{U_2+U'_{\Delta 2}}\right)^2}-U_2;\\ \Delta U&=U_1-\sqrt{(U_1-U'_{\Delta 1})^2+(U''_{\Delta 1})^2}=\\ &=U_1-(U_1-U'_{\Delta 1})\sqrt{1+\left(\frac{U''_{\Delta 1}}{U_1-U'_{\Delta 1}}\right)^2} \end{aligned}\right\} \qquad (20.10)$$

и с учетом некоторых упрощений (20.1) и (20.2) могут быть записаны в виде

$$\left.\begin{aligned} \Delta U&=U'_{\Delta 2}+\frac{1}{2}\frac{(U''_{\Delta 2})^2}{U_2+U'_{\Delta 2}};\\ \Delta U&=U'_{\Delta 1}-\frac{1}{2}\frac{(U''_{\Delta 1})^2}{U_1-U'_{\Delta 1}}. \end{aligned}\right\} \qquad (20.11)$$

Для элементов сети с номинальным напряжением 110 кВ и ниже второе слагаемое в (20.11), как правило, незначительно и потери напряжения практически совпадают с продольной составляющей падения напряжения

$$\Delta U\approx U'_{\Delta 2}\approx U'_{\Delta 1}. \qquad (20.12)$$

Потери мощности в элементе сети с сопротивлением $\underline{Z}$

$$\left.\begin{aligned} \Delta\underline{S}&=\Delta P+j\Delta Q=3I^2\underline{Z}=\frac{S_1^2}{U_1^2}\underline{Z}=\frac{S_2^2}{U_2^2}Z;\\ \Delta P&=\frac{P_1^2+Q_1^2}{U_1^2}R=\frac{P_2^2+Q_2^2}{U_2^2}R;\\ \Delta Q&=\frac{P_1^2+Q_1^2}{U_1^2}X=\frac{P_2^2+Q_2^2}{U_2^2}X. \end{aligned}\right\} \qquad (20.13)$$

Если в $i$-м узле схемы замещения сети с напряжением $\underline{U}_i$ включена ветвь с проводимостью $\underline{Y}_i$ (рис. 20.3), то ток и мощность в ветви равны

$$\left.\begin{aligned} &\underline{I}_Y=\underline{U}_i\underline{Y}_i/\sqrt{3};\\ &\underline{S}_Y=\sqrt{3}\,\underline{U}_i\underline{I}_Y^*=U_i^2\underline{Y}_i^*=U_i^2G-jU_i^2B. \end{aligned}\right\} \qquad (20.14)$$

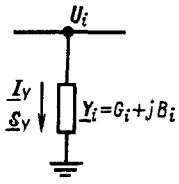



Рис. 20.3. Узел сети с проводимостью $\underline{Y}$ относительно узла нулевого потенциала

Приведенные выражения для определения падения напряжения, потери напряжения и потери мощности в ветвях с сопротивлением, а также мощности в ветвях с проводимостью составляют основу электрического расчета промышленной сети. Первым этапом расчета установившегося режима электрической сети («электрического расчета» сети) является составление ее схемы замещения, называемой расчетной схемой сети. Составить схему замещения какой-либо сети – это значит выбрать схему замещения каждого элемента сети и рассчитать ее параметры, соединить схемы замещения отдельных элементов в той же последовательности, в какой соединены эти элементы в рассчитываемой сети, привести все параметры схемы замещения сети к одной ступени напряжения и по возможности упростить схему замещения сети. При расчетах симметричных установившихся режимов схему замещения сети составляют на одну фазу трехфазной сети, общей является нейтраль сети. В схемах замещения различают продольные ветви, по которым проходит ток нагрузки, и поперечные ветви, соединенные с нейтралью схемы. Потери мощности отражают в схеме замещения активными и индуктивными сопротивлениями и проводимостями, а генерацию реактивной мощности – емкостными сопротивлениями и проводимостями. Особо отражают в схемах замещения сети трансформацию, источники питания и потребители электроэнергии [108]. Воздушные линии электропередачи сравнительно небольшой длины (до 300 – 400 км) в расчетах представляют П-образными схемами замещения с сосредоточенным сопротивлением $\underline{Z}$ и разнесенной по концам проводимостью $\underline{Y}$. Сопротивление схемы замещения $\underline{Z}$ отражает наличие активного $R$ и индуктивного $X$ сопротивлений проводов линии, а проводимость $\underline{Y}$ – наличие утечки активной составляющей тока из-за несовершенства изоляции и потерь мощности на корону (активная проводимость $G$) и утечки реактивной составляющей тока, вызванной частичными емкостями между фазными проводами и землей (емкостная проводимость $B$). На рис. 20.4, 20.5, 20.6 представлены полные и упрощенные схемы замещения;

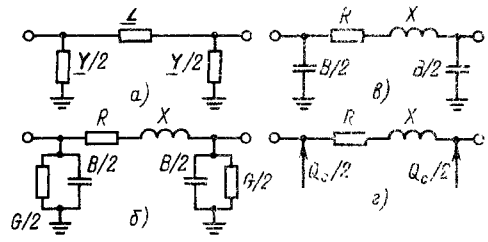



Рис. 20.4. Схемы замещения линии электропередачи:

*а, б* – полные; *в, г* – упрощенные

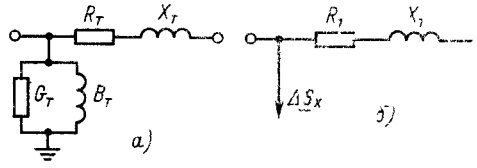



Рис. 20.5. Схемы замещения двухобмоточного трансформатора:

*а* – полная; *б* – упрощенная

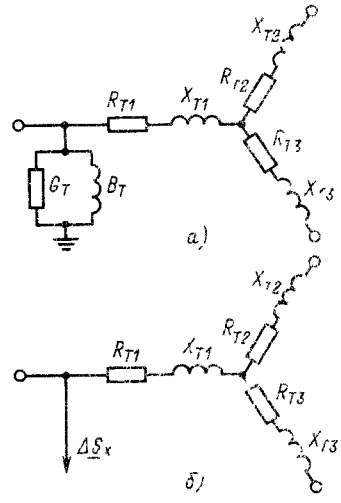



Рис. 20.6. Схемы замещения трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов:

*а* – полная; *б* – упрощенная

в табл. 20.1 расчетные формулы параметров схем замещения основных элементов электрических сетей – воздушных линий и трансформаторов. Двухобмоточный трансформатор представляют Г-образной схемой замещения, а трехобмоточный с расщепленными обмотками низшего напряжения и автотрансформатор – трехлучевой схемой замещения.

Таблица 20.1. **Параметры схем замещения элементов сети**

| Расчетная схема замещения | Расчетные формулы параметров схем замещения | |
|---|---|---|
| П-образная схема замещения (рис. 20.4) | Воздушные линии электропередачи | |
| | $\underline{Z} = R + jX;\ R = r_0 l;\ X = x_0 l;$ | (20.15) |
| | $\underline{Y} = G + jB;\ G = q_0 l;\ B = b_0 l;$ | (20.16) |
| | $Q_c = q_0 l;\ q_0 = b_0 U^2_{\text{ном}},$ | (20.17) |
| | где $l$ – длина линии, км; $r_0$, $x_0$, $b_0$, $q_0$ – параметры линий электропередачи, принимаемые по справочным данным (табл. 20.2) или определяемые расчетом (20.2). | |
| Г-образная схема замещения (рис. 20.5) | Двухобмоточные трансформаторы | |
| | $\underline{Z}_\text{т} = R_\text{т} + jX_\text{т};\ R_\text{т} = \dfrac{\Delta P_\text{к} U^2_{\text{ном}}}{S^2_{\text{ном}}};\ X_\text{т} = \dfrac{u_\text{к}\,\%\, U^2_{\text{ном}}}{100 S_{\text{ном}}};$ | (20.18) |
| | $\underline{Y}_\text{т} = G_\text{т} + jB_\text{т};\ G_\text{т} = \dfrac{\Delta P_\text{х}}{U^2_{\text{ном}}};\ B_\text{т} = \dfrac{I_\text{х}\,\%\, S_{\text{ном}}}{100 U^2_{\text{ном}}};$ | (20.19) |
| | $\Delta \underline{S}_\text{х} = \Delta P_\text{х} + j\Delta Q_\text{х} = \Delta P_\text{х} + j\dfrac{I_\text{х}\,\%}{100} S_{\text{ном}};$ | (20.20) |
| | трансформаторы менее 1000 кВ·А | |
| | $Z_\text{т} = \dfrac{u_\text{к}\,\%\, U^2_{\text{ном}}}{100 S_{\text{ном}}};\ X_\text{т} = \sqrt{Z^2_\text{т} - R^2_\text{т}}$ | (20.21) |
| Трехлучевая схема замещения (рис. 20.6) | Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы | |
| | $\underline{Z}_{\text{т}1} = R_{\text{т}1} + jX_{\text{т}1};\ \underline{Z}_{\text{т}2} = R_{\text{т}2} + jX_{\text{т}2};\ \underline{Z}_{\text{т}3} = R_{\text{т}3} + jX_{\text{т}3};$ | (20.22) |
| | $\left.\begin{aligned} u_{\text{к}1} &= 0{,}5(u_{\text{к, в-с}} + u_{\text{к, в-н}} - u_{\text{к, с-н}});\\ u_{\text{к}2} &= 0{,}5(u_{\text{к, в-с}} + u_{\text{к, с-н}} - u_{\text{к, в-н}}) = u_{\text{к, в-с}} - u_{\text{к}1};\\ u_{\text{к}3} &= 0{,}5(u_{\text{к, в-н}} + u_{\text{к, с-н}} - u_{\text{к, в-с}}) = u_{\text{к, в-н}} - u_{\text{к}1}; \end{aligned}\right\}$ | (20.23) |
| | $\left.\begin{aligned} \Delta P_{\text{к}1} &= 0{,}5(\Delta P_{\text{к, в-с}} + \Delta P_{\text{к, в-н}} - \Delta P_{\text{к, с-н}});\\ \Delta P_{\text{к}2} &= 0{,}5(\Delta P_{\text{к, в-с}} + \Delta P_{\text{к, с-н}} - \Delta P_{\text{к. в-н}}) = \Delta P_{\text{к, в-с}} - \Delta P_{\text{к}1};\\ \Delta P_{\text{к}3} &= 0{,}5(\Delta P_{\text{к, в-н}} + \Delta P_{\text{к, с-н}} - \Delta P_{\text{к, в-с}}) = \Delta P_{\text{к, в-н}} - \Delta P_{\text{к}1} \end{aligned}\right\}$ | (20.24) |
| | Если в паспортных данных имеется одно значение потерь $\Delta P_\text{к} = \Delta P_{\text{к, в-с}}$, то при $S_{\text{вн}} = S_{\text{сн}} = S_{\text{нн}} = S_{\text{ном}}$ | |
| | $\Delta P_{\text{к}1} = \Delta P_{\text{к}2} = \Delta P_{\text{к}3} = 0{,}5\Delta P_{\text{к, в-с}}$ | (20.25) |
| | Автотрансформаторы | |
| | $\alpha = S_{\text{нн}}/S_{\text{ном}};$ | (20.26) |
| | $\left.\begin{aligned} u_{\text{к, в-н}} &= u'_{\text{к, н-н}}/\alpha;\\ u_{\text{к, с-н}} &= u'_{\text{к, с-н}}/\alpha; \end{aligned}\right\}$ | (20.27) |
| | $\left.\begin{aligned} \Delta P_{\text{к, в-н}} &= \Delta P'_{\text{к, в-н}}/\alpha^2;\\ \Delta P_{\text{к, с-н}} &= \Delta P'_{\text{к, с-н}}/\alpha^2, \end{aligned}\right\}$ | (20.28) |
| | где $u'_{\text{к, в-н}}$, $u'_{\text{к, с-н}}$, $\Delta P'_{\text{к, в-н}}$, $\Delta P'_{\text{к, с-н}}$ даны в паспортных данных по отношению к мощности обмотки НН – $S_{\text{нн}}$, отличной от $S_{\text{ном}}$. | |
| | Для отдельных лучей схемы замещения $R_{\text{т}1}$, $X_{\text{т}1}$, $R_{\text{т}2}$, $X_{\text{т}2}$ и $R_{\text{т}3}$, $X_{\text{т}3}$ определяют как и по (20.18), а $Y_\text{т}$, $G_\text{т}$, $B_\text{т}$, $\Delta S_\text{х}$ – как и по (20.19) и (20.20) | |

Таблица 20.2. **Сопротивление и проводимости воздушных линий напряжением 35—220 кВ**

| Сечение провода, мм² | $r_{0,20}$, Ом/км, при 20 °С | 35 кВ | | 110 кВ | | 220 кВ | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | $x_0$, Ом/км | $b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км | $x_0$, Ом/км | $b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км | $x_0$, Ом/км | $b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км |
| 35/6,2 | 0,773 | 0,438 | 2,59 | — | — | — | — |
| 50/8 | 0,592 | 0,429 | 2,65 | — | — | — | — |
| 70/11 | 0,420 | 0,418 | 2,72 | 0,441 | 2,57 | — | — |
| 95/16 | 0,299 | 0,408 | 2,79 | 0,43 | 2,64 | — | — |
| 95/15 | 0,314 | 0,408 | 2,79 | 0,43 | 2,64 | — | — |
| 120/19 | 0,245 | 0,4 | 2,85 | 0,423 | 2,69 | — | — |
| 150/24 | 0,194 | 0,393 | 2,9 | 0,415 | 2,74 | — | — |
| 185/29 | 0,159 | — | — | 0,409 | 2,78 | — | — |
| 205/27 | 0,14 | — | — | 0,406 | 2,8 | — | — |
| 240/32 | 0,118 | — | — | 0,401 | 2,84 | 0,43 | 2,64 |
| 300/39 | 0,096 | — | — | — | — | 0,424 | 2,68 |
| 400/51 | 0,073 | — | — | — | — | 0,415 | 2,74 |
| 450/56 | 0,067 | — | — | — | — | 0,412 | 2,76 |

Параметры $r_0$, $x_0$ и $b_0$, используемые при расчетах по (20.15) и (20.16) для различных сечений ВЛ 35 — 220 кВ (с нерасщепленными проводами), приведены в табл. 20.2. Зарядная мощность зависит от напряжения, емкостной проводимости и длины линии (20.17), и средние значения ее на 1 км линии при $U = 1{,}05U_{ном}$ составляют: 35 кВ — $0{,}37 \cdot 10^{-2}$ Мвар, 110 кВ — $3{,}6 \cdot 10^{-2}$ Мвар, 220 кВ — $14 \cdot 10^{-2}$ Мвар.

Зарядной мощностью ВЛ 35 кВ и ниже в расчетах, как правило, пренебрегают. Удельная активная проводимость $q_0$ определяется по формуле

$$q_0 = \Delta P_{кор} / U^2_{ном}, \qquad (20.29)$$

где $\Delta P_{кор}$ — потери на корону, кВт/км, зависящие от погоды и определяемые расчетом [18] для ВЛ 330 кВ и выше.

Для трансформаторов ток XX в процентах номинального $I_x$, потери активной мощности при XX $\Delta P_x$, напряжения КЗ в процентах номинального $u_к$, потери активной мощности $\Delta P_к$ при КЗ принимают в зависимости от числа, номинальной мощности и номинальных напряжений обмоток трансформаторов по таблицам физико-технических данных. Параметры схем замещения трансформаторов с высшим напряжением 35 — 220 кВ $R_т$, $X_т$ и $\Delta Q_x$ принимают по данным [109].

## 20.2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ УЧАСТКА СЕТИ С П-ОБРАЗНОЙ СХЕМОЙ ЗАМЕЩЕНИЯ

П-образная схема замещения является наиболее часто встречающейся в схемах замещения электрических сетей. Провести электрический расчет П-образной схемы замещения — это значит определить все параметры ее электрического режима (рис. 20.7). Среди параметров режима определяющими являются следующие: $\underline{S}_I$, $\underline{U}_I$, $\underline{S}_{II}$, $\underline{U}_{II}$. Остальные параметры выражают через эти основные. Поскольку каждую комплексную величину задают двумя действительными, то основных параметров электрического режима П-образной схемы замещения будет восемь, а именно: активная $P_I$ и реактивная $Q_I$ мощности, поступающие в схему замещения, модуль $U_1$ и фаза $\delta_I$ напряжения в начале схемы замещения, активная $P_{II}$ и реактивная $Q_{II}$ мощности, выходящие из схемы замещения, а также модуль $U_{II}$ и фаза $\delta_{II}$ напряжения в конце П-образной схемы замещения. Фазой напряжения $\underline{U}_I$ или $\underline{U}_{II}$ при электрическом расчете задаются произвольно. Обычно для одного из этих напряжений задают фазу $\delta = 0$, т. е. совмещают действительную ось комплексной плоскости с вектором этого напряжения. Для того чтобы определить остальные семь основных параметров электрического режима П-образной схемы замещения, три из них должны быть известны, т. е. выступать в качестве исходных данных при электрическом расчете. Из этого следует, что общее число вариантов задания

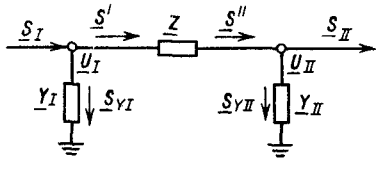



Рис. 20.7. Параметры режима П-образной схемы замещения участка сети

исходных данных для электрического расчета П-образной схемы замещения составляет $C_3^7 = 35$, где $C_3^7$ – число сочетаний из 7 по 3.

В практике электрических расчетов имеют место четыре варианта исходных данных, приведенные ниже вместе с методикой электрического расчета.

1) В качестве исходных данных задают мощность нагрузки $\underline{S}_{II} = P_{II} + jQ_{II}$ и напряжение нагрузки $\underline{U}_{II} = U_{II}$. Фазу напряжения $\delta_{II}$ принимают равной нулю. Методика электрического расчета в этом случае следующая:

а) определяем мощность $\underline{S}_{YII}$ в ветви с проводимостью $\underline{Y}_{II}$; будем считать проводимость $Y_{II}$ чисто реактивной (емкостной) $\underline{Y}_{II} = jB_{II}$, тогда

$$\underline{S}_{YII} = -jQ_{YII} = -jU_{II}^2 B_{II};$$

б) определяем мощность в конце ветви с сопротивлением $\underline{Z}$

$$\underline{S}'' = \underline{S}_{II} + \underline{S}_{YII} = P_{II} + j(Q_{II} - Q_{YII});$$

в) определяем потери мощности в ветви с сопротивлением $\underline{Z}$

$$\Delta\underline{S} = \Delta P + j\Delta Q = \frac{(S'')^2}{(U_{II})^2}(R + jX);$$

г) определяем мощность в начале ветви с сопротивлением $\underline{Z}$

$$\underline{S}' = \underline{S}'' + \Delta\underline{S};$$

д) определяем продольную $U'_{\Delta II}$ и поперечную $U''_{\Delta II}$ составляющие падения напряжения в ветви с сопротивлением $\underline{Z}$

$$U'_{\Delta II} = \frac{P''R + Q''X}{U_{II}};$$

$$U''_{\Delta II} = \frac{P''X - Q''R}{U_{II}};$$

е) определяем модуль и фазу напряжения $\underline{U}_I$

$$U_I = \sqrt{(U_{II} + U'_{\Delta II})^2 + (U''_{\Delta II})^2};$$

$$\operatorname{tg}\delta_I = \frac{U''_{\Delta II}}{U_{II} + U'_{\Delta II}};$$

ж) определяем мощность $\underline{S}_{YI}$ в ветви с проводимостью $\underline{Y}_I$

$$\underline{S}_{YI} = -jQ_{YI} = -jU_I^2 B_I;$$

з) определяем мощность $\underline{S}_I$, поступающую в схему замещения,

$$\underline{S}_I = \underline{S}_{YI} + \underline{S}'.$$

2) В качестве исходных данных задают мощность $\underline{S}_I = P_I + jQ_I$ и напряжение $\underline{U}_I = U_I$. Фазу напряжения $\delta_I$ принимают равной нулю. В этом случае последовательность электрического расчета та же, что и в предыдущем случае, но расчет ведут от начала к концу схемы замещения (а не от конца к началу, как в предыдущем случае).

3) В качестве исходных данных задают мощность $\underline{S}_{II} = P_{II} + jQ_{II}$ и напряжение $\underline{U}_I = U_I$. В этом случае электрический расчет осуществляется методом последовательного приближения. Вначале принимают $U_{II} = U_{ном}$ и по методике расчета при первом варианте задания исходных данных производят расчет по пп. «а» – «г». Далее по известному напряжению $U_I$ и найденной мощности $\underline{S}'$ определяют продольную $U''_{\Delta I}$ и поперечную $U'_{\Delta I}$ составляющие напряжения

$$U'_{\Delta I} = \frac{P'R + Q'X}{U_I};$$

$$U''_{\Delta I} = \frac{P'X - Q'R}{U_I}$$

и напряжение в конце схемы замещения

$$U_{II} = \sqrt{(U_I - U'_{\Delta I})^2 + (U''_{\Delta I})^2}.$$

Если найденное значение $U_{II}$ существенно отличается от первоначально заданного $U_{II} = U_{ном}$, то расчет повторяют при найденном значении напряжения $U_{II}$. В большинстве случаев достаточную точность достигают при первом расчете.

4) В качестве исходных данных задают напряжение в начале схемы $\underline{U}_I$, модуль напряжения в конце схемы $U_{II}$ и активную мощность $P_{II}$. В этом случае рекомендуют следующую методику расчета. Задаваясь рядом значений реактивной мощности $Q_{II}$ ($Q_{II}^1$, $Q_{II}^2$, $Q_{II}^3$), по методике расчета при первом варианте задания исходных данных определяют соответствующие значения напряжения $U_I$ ($U_I^1$, $U_I^2$, $U_I^3$). По полученным данным строят плавную кривую $U_I = f(Q_{II})$ (рис. 20.8), по которой по истинному значению напряжения в начале схемы замещения $U_{Iи}$ определяют истинное значение реактив-

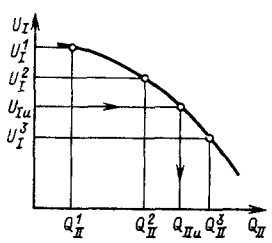



Рис. 20.8. Графоаналитический способ расчета режима П-образной схемы замещения

ной мощности нагрузки $Q_{\text{I и}}$. По найденному значению $Q_{\text{II и}}$ и известным значениям $P_{\text{II}}$ и $U_{\text{II}}$ производят еще один расчет по методике, соответствующей первому варианту задания исходных данных.

## 20.3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ РАЗОМКНУТЫХ СЕТЕЙ

Разомкнутые схемы широко применяются в распределительных и питающих электрических сетях промышленных предприятий. Задачами электрического расчета распределительных сетей 6 – 20 кВ являются определение токов в элементах сети для их проверки или выбора по допустимому нагреву; определение максимальной потери напряжения в сети для сравнения с допустимой потерей напряжения; определение суммарных потерь активной и реактивной мощности и потерь электроэнергии за год. Пример разомкнутой распределительной сети дан на рис. 20.9.

При электрическом расчете разомкнутых распределительных сетей принимают следующие допущения [18, 108]: в схемах замещения сети не учитывают емкостные проводимости воздушных линий; распределение потоков активной и реактивной мощности в сети определяют без учета потерь мощности в элементах сети; потери мощности и напряжения, а также токи в отдельных элементах сети определяют не по истинным напряжениям в узлах, а по номинальному напряжению. В соответствии с первым допущением каждый элемент сети (рис. 20.9) замещают своим полным сопротивлением. Общая схема замещения приведена на рис. 20.10. Второе допущение позволяет без значительных трудностей определить распределение потоков мощности по элементам сети. Так, по линии, связывающей пункты нагрузки *3* и *2*, осуществляют электроснабжение одного пункта нагрузки *3*, поэтому $\underline{S}_{2-3} = \underline{S}_3$. По линии *1 – 2* осуществляют электроснабжение пунктов *2*, *3* и *4*, поэтому $\underline{S}_{0-1} = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_4$. Наконец, по линии *0 – 1* осуществляют электроснабжение всех пунктов нагрузки, поэтому $\underline{S}_{0\text{-}1} = \sum_{i=1}^{7} \underline{S}_i$. В соответствии с третьим допущением потери мощности и напряжения в элементе сети между узлами $i$ и $j$ определяют по формулам

$$\left.\begin{aligned} \underline{S}_{ij} &= \Delta P_{ij} + \Delta Q_{ij} = \frac{(S_{ij})^2}{U^2_{\text{ном}}}(R_{ij} + jX_{ij}); \\ \Delta U_{ij} &= \frac{P_{ij}R_{ij} + Q_{ij}X_{ij}}{U_{\text{ном}}} \end{aligned}\right\} \quad (20.30)$$

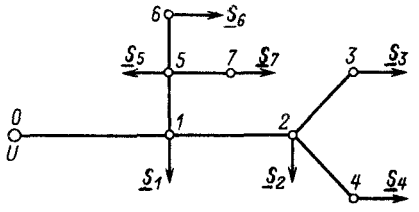



Рис. 20.9. Пример разомкнутой распределительной сети

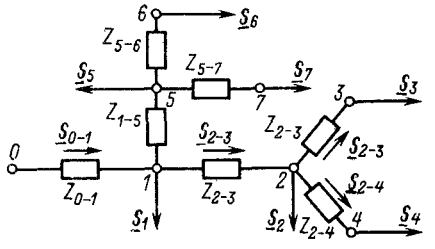



Рис. 20.10. Схема замещения распределительной сети

Электрический расчет разомкнутых сетей напряжением 35 кВ производят так же, как и распределительных.

Методику электрического расчета питающих разомкнутых сетей напряжением 110 – 220 кВ рассмотрим на конкретном примере сети, представленной на рис. 20.11. Схема замещения этой сети дана на рис. 20.12. В качестве исходных данных, как правило, известны нагрузки во всех узлах схемы, кроме питающего, и напряжение в питающем узле. В этом случае расчет производят в два этапа.

На первом этапе для всех узлов сети, кроме питающего, напряжение задают равным номинальному и производят расчет распределения потоков мощности по ветвям схемы замещения в направлении от наиболее удаленных узлов к питающему. Например, для ветви *3 – 4* имеем

$$\left.\begin{aligned} &\underline{S}''_{3\text{-}4} = \underline{S}_4;\ \underline{S}'_{3\text{-}4} = \underline{S}''_{3\text{-}4} + \Delta\underline{S}_{3\text{-}4}; \\ &\Delta\underline{S}_{3\text{-}4} = \frac{(S''_{3\text{-}4})^2}{U^2_{\text{ном}}}(R_{3\text{-}4} + jX_{3\text{-}4}). \end{aligned}\right\} \quad (20.31)$$

Аналогично определяют мощность в начале и конце ветви *3 – 5*, далее определяют мощность в конце ветви *2 – 3* $\underline{S}''_{2\text{-}3} = \underline{S}'_{3\text{-}5} + \underline{S}'_{3\text{-}4}$ и так далее до определения мощности $\underline{S}_1$, поступающей в питающий узел.

На втором этапе по найденному распределению потоков мощности, начиная с питающего узла, определяют потери напряже-

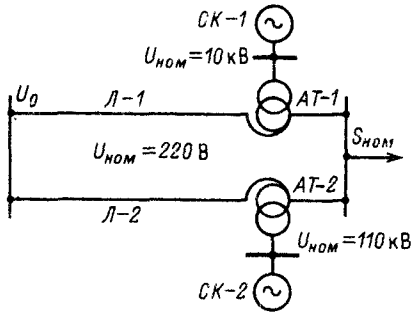



Рис. 20.11. Разомкнутая питающая сеть 220 кВ

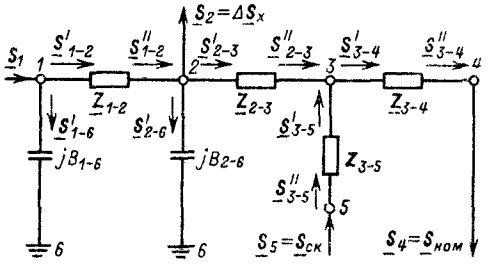



Рис. 20.12. Схема замещения разомкнутой питающей сети

ния в ветвях и напряжения в узлах схемы замещения. Так, потери напряжения в ветви *1 – 2*

$$\left.\begin{aligned}\Delta U_{1\text{-}2} &= U_1 - \sqrt{(U_1 - U'_{\Delta 1})^2 + (U''_{\Delta 1})^2};\\ U'_{\Delta 1} &= \frac{P'_{1\text{-}2}R_{1\text{-}2} + Q'_{1\text{-}2}X_{1\text{-}2}}{U_1};\\ U''_{\Delta 1} &= \frac{P'_{1\text{-}2}X_{1\text{-}2} - Q'_{1\text{-}2}R_{1\text{-}2}}{U_1}.\end{aligned}\right\} \quad (20.32)$$

Напряжение в узле *2* равно $U_2 = U_1 - \Delta U_{1\text{-}2}$ и так далее, пока не будут определены напряжения во всех узлах сети. При этом следует помнить, что полученные значения напряжения в узлах *4* и *5* приведены к стороне высокого напряжения автотрансформатора. Для получения истинных значений напряжения в этих узлах значения приведенных напряжений умножают на коэффициент трансформации между обмотками высокого и среднего (высокого и низкого) напряжений. При этом коэффициент трансформации берут с учетом положения регулировочных отпаек автотрансформатора.

Электрический расчет сетей с несколькими ступенями трансформации требует приведения параметров схемы замещения и известных параметров режима к одной базисной ступени трансформации, которую выбирают произвольно.

Приведение напряжений узлов различных ступеней трансформации к базисной проводят по формуле

$$\mathring{U}_i = U_i \Pi K_т, \quad (20.33)$$

где $\mathring{U}_i$ – напряжение в $i$-м узле, приведенное к базисной ступени; $U_i$ – истинное напряжение в $i$-м узле; $\Pi K_т$ – произведение коэффициентов трансформации трансформаторов между базисной ступенью и ступенью трансформации, на которой находится $i$-й узел.

При выборе коэффициентов трансформации между различными ступенями напряжения руководствуются следующим правилом: если узел $i$ находится на ступени трансформации с номинальным напряжением ниже, чем на базисной ступени, то при приведении напряжение в $i$-м узле должно увеличиться.

Приведение сопротивлений элементов сети к базисной ступени трансформации осуществляют по формуле

$$\mathring{Z}_{ij} = Z_{ij}(\Pi K_т)^2, \quad (20.34)$$

где $\mathring{Z}_{ij}$ – сопротивление элемента, включенного между $i$-м и $j$-м узлами, приведенное к базисной ступени; $Z_{ij}$ – истинное сопротивление этого элемента; $(\Pi K_т)^2$ – квадрат произведения коэффициентов трансформации трансформаторов между базисной ступенью трансформации и ступенью трансформации, на которой находится элемент сети с сопротивлением $Z_{ij}$.

При выборе коэффициентов трансформации между различными ступенями напряжения руководствуются следующим правилом: если элемент с сопротивлением $Z_{ij}$ находится на ступени трансформации с номинальным напряжением ниже, чем на базисной ступени, то при приведении значение сопротивления должно увеличиться. Мощности нагрузок в узлах и мощности, протекающие по ветвям схемы замещения сети, инвариантны относительно преобразования параметров режима к базисной ступени трансформации. После электрического расчета сети по схеме замещения, параметры которой приведены к базисной ступени трансформации, приведенные значения напряжений в узлах сети пересчитывают в истинные. Пересчет осуществляют по (20.33), разрешенной относительно истинных значений напряжения.

## 20.4. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОСТЕЙШИХ ЗАМКНУТЫХ СЕТЕЙ

Под простейшей замкнутой сетью понимают кольцевую сеть, содержащую не более одного замкнутого контура (рис. 20.13), или линию с двусторонним питанием (рис. 20.14). Кольцевая сеть с одним замкнутым контуром может быть представлена схемой линии с двусторонним питанием с напряжениями по концам, равными по значению и фазе ($\underline{U}_{A'} = \underline{U}_{A''} = \underline{U}_A$). Электрический расчет замкнутой сети начинают с приведения нагрузок к узлам кольцевой сети или линии с двусторонним питанием (рис. 20.15, 20.16). Приведение нагрузок осуществляют с учетом потерь мощности в элементах сети, прилегающих к узлам кольцевой сети или линии с двусторонним питанием. При этом потери мощности определяют приближенно по номинальным напряжениям. После приведения нагрузок сети электрический расчет проводят в два этапа.

На первом этапе определяют приближенное распределение потоков мощности по участкам линии без учета потерь мощности. При этом мощности на участках линии определяют по уравнениям (рис. 20.14)

$$\left.\begin{aligned} &\underline{S}_{A'a} - \underline{S}_{ab} = \underline{S}_a; \\ &\underline{S}_{ab} + \underline{S}_{cb} = \underline{S}_b; \\ &\underline{S}_{A''c} - \underline{S}_{cb} = \underline{S}_c; \\ &\underline{S}_{A'a}\underline{Z}^*_{A'a} + \underline{S}_{ab}\underline{Z}^*_{ab} - \underline{S}_{cb}\underline{Z}^*_{cb} - \underline{S}_{A''}\underline{Z}^*_{A''c} = 0. \end{aligned}\right\} \quad (20.35)$$

Первые три уравнения (20.35) соответствуют балансу мощности в узлах $a$, $b$ и $c$. Последнее уравнение приближенно выражает равенство нулю падения напряжения от узла $A'$ до узла $A''$.

Уравнения (20.35) удобно разрешить относительно мощностей $\underline{S}_{A'a}$ и $\underline{S}_{A''c}$ на головных участках линии с двусторонним питанием

$$\left.\begin{aligned} \underline{S}_{A'a} &= \frac{\underline{S}_a\underline{Z}^*_{A''a} + \underline{S}_b\underline{Z}^*_{A''b} + \underline{S}_c\underline{Z}^*_{A''c}}{\underline{Z}^*_{A'A''}}; \\ \underline{S}_{A''c} &= \frac{\underline{S}_a\underline{Z}^*_{A'a} + \underline{S}_b\underline{Z}^*_{A'b} + \underline{S}_c\underline{Z}^*_{A'c}}{\underline{Z}^*_{A'A''}}. \end{aligned}\right\} \quad (20.36)$$

По (20.36) можно сформулировать общее правило для определения мощности на головном участке линии с двусторонним питанием: мощность на одном головном участке линии с двусторонним питанием (например,

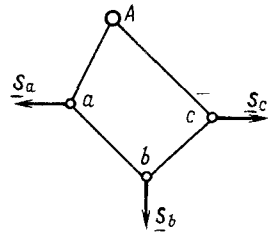



Рис. 20.13. Схема кольцевой сети

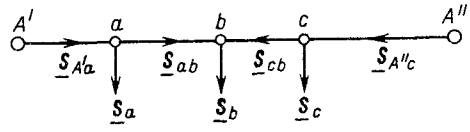



Рис. 20.14. Схема линий с двусторонним питанием

примыкающем к узлу $A'$) равна дроби, знаменатель которой равен сопряженному комплексному сопротивлению линии (от узла $A'$ до узла $A''$), а числитель – сумме произведений мощности нагрузок на сопряженные комплексные сопротивления участков линии от соответствующего узла нагрузки до противоположного конца линии с двусторонним питанием (узла $A''$).

После определения мощности на одном головном участке линии с двусторонним питанием мощности на остальных участках определяют по уравнениям баланса мощностей в узлах нагрузки. Для проверки правильности вычисления мощности на голов-

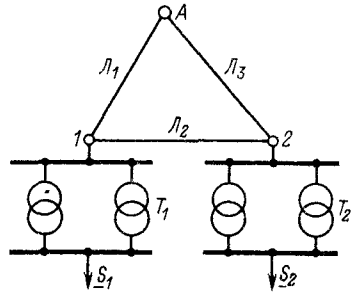



Рис. 20.15. Схема замкнутой кольцевой сети

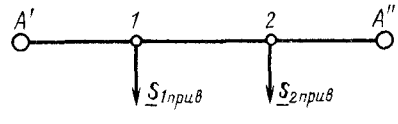



Рис. 20.16. Схема замкнутой кольцевой сети после приведения нагрузки к узлам кольцевой сети

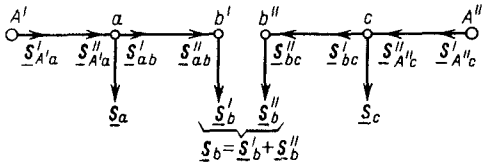



Рис. 20.17. Разрезание линии с двусторонним питанием на втором этапе электрического расчета

ном участке рекомендуется определять по (20.36) мощности на обоих головных участках. -Сумма этих мощностей должна быть равна сумме мощностей всех нагрузок.

Узел линии с двусторонним питанием, в котором мощности сходятся с двух сторон, называют точкой раздела мощностей. Точки раздела активной и реактивной мощности в общем случае могут не совпадать.

На втором этапе электрического расчета линия с двусторонним питанием разрезается в точке раздела мощностей (рис. 20.17). Если точки раздела активной и реактивной мощностей не совпадают, то разрезание производят в точке раздела активной мощности, при этом мощности в конце участков $ab'$ и $cb''$ полагают равными мощностям $\underline{S}_{ab}$ и $\underline{S}_{cb}$, найденным на первом этапе расчета,

$$\underline{S}''_{ab} = \underline{S}'_b = \underline{S}_{ab};$$
$$\underline{S}''_{bc} = \underline{S}''_b = \underline{S}_{bc}.$$

В дальнейшем электрический расчет правого и левого участков линии с двусторонним питанием проводят так же, как для разомкнутых схем.

Линию с двусторонним питанием называют однородной, если для всех ее участков выполняется соотношение

$$R_i/X_i = m = \text{const}.$$

Здесь $R_i$, $X_i$ – активное и реактивное сопротивления $i$-го участка.

Если для неоднородных линий с двусторонним питанием определение мощности на головном участке проводят по (20.36) с комплексными составляющими; то для однородной линии активную и реактивную мощности головного участка определяют выражениями с действительными составляющими

$$\left.\begin{aligned} P_{A'a} &= \frac{P_a l_{A''a} + P_b l_{A''b} + P_c l_{A''c}}{l_{A'A''}}; \\ Q_{A'a} &= \frac{Q_a l_{A''a} + Q_b l_{A''b} + Q_c l_{A''c}}{l_{A'A''}}, \end{aligned}\right\} \qquad (20.37)$$

где $P_a$, $P_b$, $P_c$ – активная мощность нагрузки узла; $l_{A''a}$, $l_{A''b}$, $l_{A''c}$ – расстояние между узлами $A''$ и $a$, $A''$ и $b$, $A''$ и $c$. При электрическом расчете неоднородных кольцевых сетей или линий с двусторонним питанием применяют метод расщепления схем, который заключается в раздельном расчете распределения активных и реактивных мощностей в сети. При этом распределение активных мощностей в основном определяется реактивными сопротивлениями участков сети, а реактивных мощностей – активными сопротивлениями. Метод расщепления схем используют для приближенного определения распределения мощностей на первом этапе расчета. В соответствии с этим методом выражения для активной и реактивной мощностей на головном участке линии с двусторонним питанием принимают вид

$$\left.\begin{aligned} P_{A'a} &= \frac{P_a X_{A''a} + P_b X_{A''b} + P_c X_{A''c}}{X_{A'A''}}; \\ Q_{A'a} &= \frac{Q_b R_{A''a} + Q_a R_{A''b} + Q_c R_{A''c}}{R_{A'A''}}. \end{aligned}\right\} \qquad (20.38)$$

Выражения (20.38), определяющие мощности на головном участке линии с двусторонним питанием, менее точны, чем (20.36), но значительно проще их. Как показывает практика расчетов, погрешность, возникающая при использовании метода расщепления схем, вполне допустима для инженерных расчетов.

Системы внешнего электроснабжения крупных промышленных предприятий и промышленных комплексов представляют собой связанные через трансформаторы сети различных напряжений (110, 220 кВ и выше), которые работают по сложнозамкнутым схемам и обладают большой электрической неоднородностью. Расчет электрического режима таких сетей без применения ЭВМ практически невозможен. В настоящее время для расчета электрической сети системы электроснабжения имеется значительное число программ для различного класса цифровых ЭВМ. Наибольшее распространение в практике расчетов получила программа Института электродинамики АН УССР.

Оценивая эффективность применения ЭВМ для расчетов режимов электрических сетей системы электроснабжения, следует отметить следующее.

1) применение ЭВМ для расчета режимов позволяет многократно использовать составленные программы для данного класса ЭВМ. При этом гарантируется отсутствие

арифметических ошибок и ошибок, связанных с неправильной реализацией алгоритма расчета режимов;

2) расчет режимов сложнозамкнутых сетей практически возможен только при использовании ЭВМ;

3) применение ЭВМ для расчета режимов электрических сетей позволяет значительно повысить производительность труда.

Краткая характеристика методов расчета электрической сети сложной конфигурации дана в [18, 109].

# Б. Расчет воздушных линий на механическую прочность

## 20.5. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАСЧЕТОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ НА МЕХАНИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ

Под расчетом воздушных линий на механическую прочность понимают расчет, в результате которого определяют механические нагрузки на элементы воздушных линий, внутренние напряжения, возникающие в элементах воздушных линий под действием этих нагрузок, и стрелы провеса проводов и тросов. Основной целью расчета на механическую прочность является выбор элементов воздушных линий с такой прочностью, которая обеспечивает их безаварийную эксплуатацию при механических нагрузках, не превышающих нагрузок, имеющих место при самом неблагоприятном сочетании расчетных условий.

Расчет воздушных линий на механическую прочность проводят для нормального, аварийного и монтажного режимов. Нормальным режимом воздушной линии является ее работа при необорванных проводах и тросах. Аварийным режимом воздушной линии называют ее работу при частично или

Таблица 20.3. **Допустимые напряжения в проводах и тросах ВЛ напряжением выше 1 кВ**

| Марка и сечение проводов и тросов | Допустимое напряжение, % предела прочности при растяжении | | Допустимое напряжение, даН/мм² | |
|---|---|---|---|---|
| | при наибольшей нагрузке и низшей температуре | при среднегодовой температуре | при наибольшей нагрузке и низшей температуре $\sigma_г$ | при среднегодовой температуре $\sigma_э$ |
| Алюминиевые А, АКП сечением, мм²: | | | | |
| 16–35 | 35 | 30 | 5,6(6) | 4,8(5,1) |
| 50 и 70 | 40 | 30 | 6,4(6,8) | 4,8(5,1) |
| 95 | 40 | 30 | 6(6,4) | 4,5(4,8) |
| 120 и более | 45 | 30 | 7,2(7,6) | 4,8(5,1) |
| Сталеалюминиевые АС, АСКС, АСКП, АСК сечением, мм²: | | | | |
| 16 и 25 | 35 | 30 | 10,2(10,5) | 8,7(9) |
| 35–95 при А:С = 6 и 6,13 | 35 | 30 | 11,6(12) | 8,7(9) |
| 70 при А:С = 0,95 | 40 | 30 | 26,8(27,2) | 20,1(20,4) |
| 95 при А:С = 0,65 | 40 | 30 | 30,4(30,8) | 22,8(23,1) |
| 120 и более при А:С = 6,11 ÷ 6,25 | 40 | 30 | 13,0(13,5) | 8,7(9) |
| 120 и более при А:С = 4,29 ÷ 4,39 | 40 | 30 | 14,9(15,3) | 9,9(10,2) |
| 150 и более при А:С = 7,71 ÷ 8,04 | 40 | 30 | 12,2(12,6) | 8,1(8,4) |
| 185,300 и 500 при А:С = 1,46 | 45 | 30 | 25,0(25,2) | 16,5(16,8) |
| 330 при А:С = 12,22 | 45 | 30 | 10,8(11,7) | 7,2(7,8) |
| 400 и 500 при А:С = 17,93 и 18,09 | 45 | 30 | 9,7(10,4) | 6,5(6,9) |
| Стальные: | | | | |
| ПС всех сечений | 50 | 35 | 31 | 21,6 |
| тросы ТК всех сечений | 50 | 35 | 31 По ГОСТ или ТУ | 21,6 |
| Из алюминиевого сплава сечением, мм²: | | | | |
| 16–95 из сплава АН | 40 | 30 | 8,3 | 6,2 |
| 16–95 из сплава АЖ | 40 | 30 | 11,4 | 8,5 |
| 120 и более из сплава АН | 45 | 30 | 9,4 | 6,2 |
| 120 и более из сплава АЖ | 45 | 30 | 12,8 | 8,5 |

Примечание. Допустимое напряжение для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов дано при проволоке марки АТ и в скобках – марки АТп.

Таблица 20.4 **Физико-механические характеристики проводов и тросов**

| Марка и сечение проводов и тросов | Приведенная нагрузка от собственной массы $\gamma_1 \cdot 10^3$, даН/м·мм$^2$ | Модуль упругости $E \cdot 10^{-3}$ даН/мм$^2$ | Температурный коэффициент линейного удлинения $\alpha \cdot 10^6$, град$^{-1}$ | Предел прочности при растяжении, даН/мм$^2$ |
|---|---|---|---|---|
| Алюминиевые А, АКП сечением, мм$^2$: | | | | |
| до 400, за исключением 95 и 240 | 2,75 | 6,3 | 23 | 16(17) |
| 450 и более, а также 95 и 240 | 2,75 | 6,3 | 23 | 15(16) |
| Сталеалюминиевые АС, АСКС, АСКП, АСК сечением, мм$^2$: | | | | |
| 10 и более при А:С = 6 ÷ 6,25 | 3,46 | 8,25 | 19,2 | 29(30) |
| 70 при А:С = 0,95 | 5,37 | 13,4 | 14,5 | 67(68) |
| 95 при А:С = 0,65 | 5,85 | 14,6 | 13,9 | 76(77) |
| 120 и более при А:С = 4,29 ÷ 4,39 | 3,71 | 8,9 | 18,3 | 33(34) |
| 150 и более при А:С = 7,71 ÷ 8,04 | 3,34 | 7,7 | 19,8 | 27(28) |
| 185 и более при А:С = 1,46 ÷ 330 | 4,84 | 11,4 | 15,5 | 55(56) |
| при А:С = 12,22 | 3,15 | 6,65 | 21,2 | 24(26) |
| 400 и 500 при А:С = 17,93 и 18,09 | 3,03 | 6,65 | 21,2 | 21,5(23) |
| Стальные: | | | | |
| ПС всех сечений | 8 | 20 | 12 | 62 |
| тросы ТК всех сечений | 8 | 20 | 12 | Не менее 120 |
| из алюминиевого сплава АН | 2,75 | 6,5 | 23 | 20,8 |
| из алюминиевого сплава АЖ | 2,75 | 6,5 | 23 | 28,5 |

Примечание Предел прочности при растяжении для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов дан при проволоке марки АТ, а в скобках – марки АТп.

Таблица 20.5. **Нормативная толщина стенки гололеда для высоты 10 м над поверхностью земли**

| Район по гололеду | Нормативная толщина стенки гололеда, мм, с повторяемостью | |
|---|---|---|
| | 1 раз в 5 лет | 1 раз в 10 лет |
| I | 5 | 5 |
| II | 5 | 10 |
| III | 10 | 15 |
| IV | 15 | 20 |
| Особый | 20 и более | Более 22 |

полностью оборванных проводах и тросах. Монтажным режимом воздушной линии называют ее работу в условиях монтажа опор, проводов и тросов. Согласно ПУЭ [31] расчет проводов и тросов на механическую прочность проводят по методу допустимых напряжений, расчет изоляторов и арматуры – по методу разрушающих нагрузок, расчет опор и фундаментов – по методу расчетных предельных состояний в соответствии со СНиП II-6 – 74 «Нагрузки и воздействия» Госстроя СССР. Расчет проводов на прочность проводят при наибольшей внешней нагрузке и низшей температуре, а также при среднегодовой температуре. Соответствующие этим условиям допустимые напряжения проводов и тросов приведены в табл. 20.3. Расчетные физико-механические характеристики проводов и тросов даны в табл. 20.4

Выбор расчетных климатических условий при расчете воздушных линий на механическую прочность проводят по картам климатического районирования территории СССР [31], согласно которым территория СССР разбита на семь районов, характеризующихся различными максимальными скоростями ветра, и на пять районов, различных по степени гололедообразования. Определение нагрузок на элементы воздушных линий проводят при наиболее неблагоприятных сочетаниях климатических условий, наблюдаемых не реже 1 раза в 5 лет для линий 35 кВ и ниже, 1 раза в 10 лет для линий 110 – 330 кВ.

Нормативное значение стенки гололеда для высоты 10 м над поверхностью земли определяют в соответствии с картой районирования территории СССР по толщине стенки гололеда [31] и табл. 20.5. Наибольший нормативный скоростной напор ветра зависит от высоты расположения проводов над землей и номера ветрового района по карте районирования территории СССР по скоростным напорам ветра [31]. Данные норма-

Таблица 20.6. **Максимальный нормативный скоростной напор ветра на высоте до 15 м от земли**

| Районы СССР по ветру | Скоростной напор ветра $q_{max}$, даН/м² (скорость ветра $v_{max}$, м/с) с повторяемостью | | |
|---|---|---|---|
| | 1 раз в 5 лет | 1 раз в 10 лет | 1 раз в 15 лет |
| I | 27(21) | 40(25) | 55(30) |
| II | 35(24) | 40(25) | 55(30) |
| III | 45(27) | 50(29) | 55(30) |
| IV | 55(30) | 65(32) | 80(36) |
| V | 70(33) | 80(36) | 80(36) |
| VI | 85(37) | 100(40) | 100(40) |
| VII | 100(40) | 125(45) | 125(45) |

Таблица 20.7. **Поправочный коэффициент на возрастание скоростных напоров ветра по высоте**

| Высота, м | Коэффициент | Высота, м | Коэффициент |
|---|---|---|---|
| До 15 | 1 | 100 | 2,1 |
| 20 | 1,25 | 200 | 2,6 |
| 40 | 1,55 | 350 и выше | 3,1 |
| 60 | 1,75 | | |

Примечание. Для промежуточных высот значения поправочного коэффициента определяют по линейной интерполяции.

Таблица 20.8. **Коэффициенты неравномерности α в зависимости от скоростного напора ветра**

| Скоростной напор ветра, даН/м² | α | Скоростной напор ветра даН/м² | α |
|---|---|---|---|
| 27 и менее | 1 | 70 | 0,713 |
| 35 | 0,91 | 80 | 0,7 |
| 40 | 0,85 | 85 | 0,7 |
| 45 | 0,817 | 100 | 0,7 |
| 50 | 0,783 | 105 | 0,7 |
| 55 | 0,75 | 115 | 0,7 |
| 65 | 0,725 | 125 | 0,7 |

тивных скоростных напоров и максимальных скоростей ветра для высоты до 15 м над поверхностью земли приведены в табл. 20.6, а при высоте расположения проводов над землей больше 15 м дополнительно вводятся поправочные коэффициенты по табл. 20.7. Коэффициенты неравномерности скоростного напора принимают по табл. 20.8.

## 20.6. РАСЧЕТ ПРОВОДОВ И ТРОСОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ НА МЕХАНИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ В НОРМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ

Определение напряжения в проводах при изменении атмосферных условий производят с помощью уравнения состояния провода, имеющего вид

$$\sigma - \frac{\gamma^2 l^2 E}{24\sigma^2} = \sigma_0 - \frac{\gamma_0^2 l^2 E}{24\sigma_0^2} - \alpha E(t - t_0), \tag{20.39}$$

где $\sigma_0$ и $\sigma$ – напряжения в низшей точке провода в начальном (до изменения климатических условий) и искомом (после изменения климатических условий) состояниях, даН/мм²; $l$ – длина пролета, м; $\gamma_0$ и $\gamma$ – нагрузки на провод, приведенные к метру длины и квадратному миллиметру сечения и называемые в дальнейшем приведенными нагрузками, даН/м·мм²; $E$ – модуль упругости, даН/мм²; $t_0$ и $t$ – температура, °С; $\alpha$ – температурный коэффициент линейного расширения провода, 1/град.

Стрелу провеса провода при одинаковой высоте точек подвеса определяют по формуле

$$f = \frac{\gamma l^2}{8\sigma}. \tag{20.40}$$

При механических расчетах проводов используют единичные $p$ и приведенные $\gamma$ нагрузки, которые определяются соотношением $\gamma = p/s$, где $s$ – сечение провода, мм². Значения приведенной нагрузки от собственной массы проводов $\gamma_1$ даны в табл. 20.4.

Нагрузку от собственной массы проводов $p_1$ определяют по формуле

$$p_1 = \Sigma \gamma_1 s, \tag{20.41}$$

где суммирование проводят по всем проводам и тросам линии.

Нагрузку проводов и тросов от массы гололеда $p_2$ вычисляют исходя из цилиндрической формы гололедных отложений с плотностью 0,9 г/см³. Нагрузку на провод диаметром $d$, мм, при толщине стенки гололеда $c$, мм, определяют по выражению

$$p_2 = 0{,}9\pi c(\alpha + c)\cdot 10^{-3}. \tag{20.42}$$

Результирующая нагрузка при гололеде $p_3$ равна арифметической сумме нагрузок от собственной массы и гололеда

$$p_3 = p_1 + p_2. \tag{20.43}$$

При направлении ветра перпендикулярно к оси провода ветровую нагрузку $p_4$ на

провод без гололеда определяют по формуле

$$p_4 = \alpha c_x q d \cdot 10^{-3}, \qquad (20.44)$$

а на провод с гололедом – по выражению

$$p_5 = \alpha c_x q (d + 2c) \cdot 10^{-3}. \qquad (20.45)$$

Здесь $\alpha$ – коэффициент неравномерности скоростного напора, принимаемый по данным табл. 20.8; $c_x$ – коэффициент лобового сопротивления, принимаемый: 1,1 – для проводов и тросов диаметром 20 мм и больше и 1,2 – для проводов и тросов диаметром меньше 20 мм, свободных от гололеда, а также для всех проводов и тросов, покрытых гололедом; $q = v^2/16$ – скоростной напор.

При оценке ветровой нагрузки для случая расположения проводов на высоте более 15 м над землей высоту провода принимают равной высоте расположения центра тяжести проводов и тросов в неотклоненном положении

$$h = \frac{\sum_{i=1}^{n} h_i}{n}, \qquad (20.46)$$

где $h_i$ – высота крепления $i$-го провода или троса к изоляторам на опорах, отсчитываемая от отметки земли в местах установки опор, м; $n$ – общее число проводов и тросов.

При сочетании ветра и гололеда скоростной напор принимают равным $0{,}25q_{нор}$. При этом в районах с нормативной толщиной стенки гололеда 15 мм и больше скоростной напор при гололеде принимают равным не менее 14 даН/м$^2$.

Результирующую нагрузку от массы провода (с гололедом или без гололеда), действующей вертикально, и горизонтального ветрового давления определяют по формулам:

без гололеда

$$p_6 = \sqrt{p_1^2 + p_4^2}; \qquad (20.47)$$

при наличии гололеда

$$p_7 = \sqrt{p_3^2 + p_5^2}. \qquad (20.48)$$

Для расчета воздушных линий на механическую прочность в нормальном режиме принимают следующие расчетные сочетания климатических условий:

1) высшая температура $t_{max}$, ветер и гололед отсутствуют;

2) низшая температура $t_{min}$, ветер и гололед отсутствуют;

3) среднегодовая температура $t_э$, ветер и гололед отсутствуют;

4) провода и тросы покрыты гололедом, температура $-5\,°C$, ветер отсутствует;

5) максимальный нормативный скоростной напор ветра $q_{max}$, температура 5 °C, гололед отсутствует;

6) провода и тросы покрыты гололедом, температура $-5\,°C$, скоростной напор ветра $0{,}25q_{max}$ (скорость ветра $0{,}5v_{max}$). В районах с толщиной стенки гололеда 15 мм и больше скоростной напор ветра при гололеде должен быть не менее 14 даН/м$^2$.

При расчете приближений токоведущих частей к элементам опор воздушных линий и сооружений принимают следующие сочетания климатических условий:

1) при рабочем напряжении: наибольший нормативный скоростной напор ветра $q_{max}$, температура $-5\,°C$;

2) при грозовых и внутренних перенапряжениях: температура 15 °C, скоростной напор ветра $q = 0{,}1q_{max}$ ($v \approx 0{,}3v_{max}$), но не менее 6,25 даН/м$^2$.

Напряжения в проводах и тросах воздушных линий не должны превышать допустимых значений, приведенных в табл. 20.3, для следующих режимов:

1) наибольшая внешняя нагрузка, имеющая место при пятом или шестом сочетаниях расчетных климатических условий; параметры этого режима (нагрузку, температуру и напряжение в проводе) обозначим соответственно через $\gamma_г$, $t_г$, $\sigma_г$;

2) низшая температура при отсутствии внешних нагрузок, имеющая место при третьем сочетании расчетных климатических условий; параметры этого режима обозначим через $\gamma_1$, $t_-$, $\sigma_г$;

3) среднегодовая температура при отсутствии внешних нагрузок (четвертое сочетание расчетных климатических условий); параметры этого режима обозначим через $\gamma_1$, $t_э$, $\sigma_э$.

Уравнение состояния провода (20.39) позволяет определить критические пролеты. Первый критический пролет $l_{1к}(l_{э-})$ представляет собой пролет такой длины, для которого напряжение провода в режиме среднегодовой температуры равно допустимому $\sigma_э$, а в режиме низшей температуры – допустимому $\sigma_г$.

Подставляя в (20.39) параметры соответствующих режимов, $l_{1к}$ выражают в виде

$$l_{1к} = \frac{4{,}46\sigma_г}{\gamma_1} \times \sqrt{\frac{\alpha E(t_э - t_-) - 0{,}325\sigma_г}{E}}. \qquad (20.49)$$

Второй критический пролет $l_{2к}(l_{г-})$ имеет место в том случае, когда в режиме максимальных внешних нагрузок, и в режиме низшей температуры напряжения в проводе равны допустимому $\sigma_г$.

Значение $l_{2к}$ определяют по соотношению

$$l_{2к} = \frac{4{,}9\sigma_г}{\gamma_1} \times \sqrt{\frac{0{,}119\sigma_1 + \alpha E(t_г - t_-)}{E\left[\left(\frac{\gamma_г}{\gamma_1}\right)^2 - 1{,}29\right]}}. \quad (20.50)$$

Третий критический пролет $l_{3к}(l_{г,э})$ имеет место в том случае, когда напряжение в режиме максимальных внешних нагрузок равно допустимому $\sigma_г$, а в режиме среднегодовой температуры – допустимому $\sigma_э$,

$$l_{3к} = \frac{4{,}9\sigma_г}{\gamma_1} \times \sqrt{\frac{0{,}405\sigma_г + \alpha E(t_г - t_э)}{E\left[\left(\frac{\gamma_г}{\gamma_1}\right)^2 - 2{,}82\right]}}. \quad (20.51)$$

Исходным режимом при расчете проводов ВЛ на механическую прочность называют такой режим, при котором напряжение в проводе равно допустимому, при этом в остальных режимах напряжения в проводе должны быть меньше допустимого. Исходный режим зависит от соотношения между длинами трех критических пролетов и между длинами реального и критических пролетов (табл. 20.9).

Таблица 20.9. **Соотношения, определяющие исходные условия для расчета проводов**

| Соотношения критических пролетов | Соотношения реального пролета с критическим | Параметры исходного режима |
|---|---|---|
| $l_{1к} < l_{2к} < l_{3к}$ | $l < l_{1к}$ | $\gamma_1$, $t_-$, $\sigma_г$ |
| $l_{1к} < l_{2к} < l_{3к}$ | $l_{2к} > l > l_{1к}$ | $\gamma_1$, $t_э$, $\sigma_э$ |
| $l_{1к} < l_{2к} < l_{3к}$ | $l > l_{2к}$ | $\gamma_г$, $t_г$, $\sigma_г$ |
| $l_{1к} > l_{2к} > l_{3к}$ | $l < l_{2к}$ | $\gamma_1$, $t_-$, $\sigma_т$ |
| $l_{1к} > l_{2к} > l_{3к}$ | $l > l_{2к}$ | $\gamma_г$, $t_г$, $\sigma_г$ |
| $l_{1к}$ – мнимый $l_{2к} < l_{3к}$ | $l < l_{3к}$ | $\gamma_1$, $t_э$, $\sigma_э$ |
| $l_{1к}$ – мнимый $l_{2к} < l_{3к}$ | $l > l_{3к}$ | $\gamma_г$, $t_г$, $\sigma_г$ |
| $l_{3к}$ – мнимый $l_{1к} < l_{2к}$ | $l < l_{1к}$ | $\gamma_1$, $t_-$, $\sigma_т$ |
| $l_{3к}$ – мнимый $l_{1к} < l_{2к}$ | $l > l_{1к}$ | $\gamma_1$, $t_э$, $\sigma_э$ |

Изложенные положения позволяют кратко сформулировать методику расчета проводов воздушных линий на механическую прочность в нормальном режиме в следующем виде:

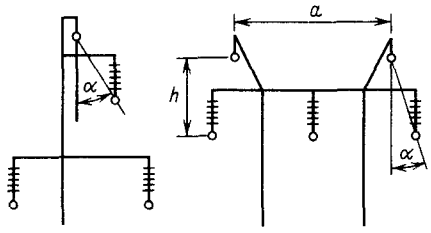



Рис. 20.18. Расположение тросов на опоре

1) определяют исходные данные для расчета: нормальное напряжение воздушной линии, марку проводов, длину пролета $l$, район по гололеду, по ветру, температуры $t_-$, $t_{max}$, $t_э$;

2) определяют единичные и приведенные нагрузки для расчетных сочетаний климатических условий;

3) определяют длины критических пролетов;

4) по табл. 20.9 определяют исходный режим;

5) по (20.39) и (20.40) определяют напряжения в проводах и стрелы провеса для всех расчетных сочетаний климатических условий.

При расчетах грозозащитных тросов на механическую прочность учитывают условия их подвески согласно [31]. Трос должен обеспечивать необходимый угол защиты проводов (рис. 20.18). При этом защитный угол $\alpha$ одного грозозащитного троса должен быть не более 30°, а двух тросов – не более 20° (при толщине стенки гололеда 15 мм и более защитный угол допускается не более 30°). При защите линий двумя тросами расстояние между ними должно быть не более пятикратного расстояния по вертикали от тросов до проводов.

Наименьшие расстояния по вертикали между тросом и проводом в середине пролета при температуре 15 °С и без ветра должны быть не менее: 2 м – при длине пролета 100 м; 3,2 м – при 150 м; 4 м – при 200 м; 5,5 м – при 300 м; 7 м – при 400 м; 8,5 м – при 500 м; 10 м – при 600 м; 11,5 м – при 700 м; 13 м – при 800 м; 14,5 м – при 900 м; 16 м – при 1000 м; 18 м – при 1200 м; 21 м – при 1500 м. Промежуточные значения определяют линейной интерполяцией.

Согласно схеме расположения троса и провода на опоре (рис. 20.19) стрелу провеса троса $f_т$ при температуре 15 °С и при отсутствии ветра определяют по формуле

$$f_т = f_п + h_т - l_т, \quad (20.52)$$

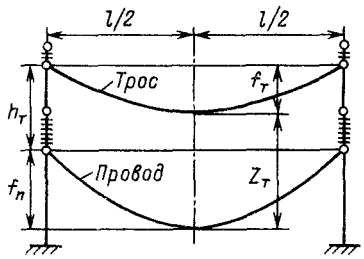



Рис. 20.19. Схема подвески троса и провода на опоре

где $f_п$ – стрела провеса провода в середине пролета при температуре 15 °С без ветра; $h_т$ – расстояние по вертикали между тросом и проводом на опоре; $l_т$ – требуемое расстояние между тросом и проводом в середине пролета.

Исходя из значения стрелы провеса при 15 °С, вычисленной по (20.52), определяют соответствующее напряжение на тросе

$$\sigma_{+15} = \frac{\gamma_1 l^2}{8 f_т}. \qquad (20.53)$$

Это значение подставляют в (20.39) для определения напряжения во всех требуемых режимах. При этом напряжения $\sigma_г$ и $\sigma_э$ не должны превышать допустимых. Это имеет место при длине пролета меньше 1000 м. Расчет проводов и тросов на механическую прочность в аварийных режимах работы ВЛ производят с целью определения тяжения и стрел провеса проводов в пролетах, смежных с аварийным. Методика расчета проводов и тросов в аварийных режимах подробно изложена в [18].

## 20.7. ВЫБОР ТИПОВ ИЗОЛЯТОРОВ И АРМАТУРЫ

На воздушных линиях напряжением 110 кВ и выше применяют подвесные изоляторы, а на ВЛ 35 кВ и ниже – подвесные и штыревые изоляторы. Технические характеристики изоляторов даны в табл. 20.10. и 20.11.

Для ВЛ напряжением до 20 кВ с деревянными опорами, проходящих в районах без загрязнения атмосферы, изоляторы выбирают соответствующего номинального напряжения, а проверку механической прочности не выполняют, так как изоляторы имеют достаточные характеристики для условий работы этих ВЛ. Для ВЛ с железобетонными опорами, а также на участках ВЛ с загрязненной атмосферой применяют изоляторы на одну ступень напряжения выше, например 10 кВ для ВЛ 6 кВ.

Линии 35 кВ со штыревыми изоляторами значительно дешевле, чем с подвесными, но менее надежны. Поэтому со штыревыми изоляторами сооружают ВЛ 35 кВ с проводами меньших сечений, для которых прочность штыревых изоляторов достаточна.

Количество подвесных изоляторов для ВЛ определяют исходя из требуемого значения мокроразрядного напряжения. Количе-

Таблица 20.10. **Техническая характеристика штыревых изоляторов**

| Тип изолятора | Номинальное напряжение, кВ | Размеры, мм | | | Разрушающая механическая нагрузка, Н | Масса, кг |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Конструктивная высота | Диаметр тарелки $D$ | Диаметр отверстия для штыря $d$ | | |
| **Фарфоровые** | | | | | | |
| ШН-1 | 0,5 | 108 | 75 | 22 | 1500 | 0,7 |
| ШН-1М | 0,5 | 108 | 80 | 26,7 | 1200 | 0,7 |
| ШЛН-1 | 0,5 | 98 | 88 | 23 | 1900 | 0,68 |
| ШЛН-2 | 0,5 | 78 | 72 | 22 | 1200 | 0,38 |
| ТФ-12 | 0,5 | 48 | 52 | 12 | 800 | 0,115 |
| ТФ-16 | 0,5 | 61 | 58 | 16 | 1000 | 0,17 |
| ТФ-20 | 0,5 | 78 | 70 | 20 | 1300 | 0,2 |
| ШФ10-В | 10 | 122 | 225 | 32,5 | 1400 | 3,2 |
| ШФ35-Б | 35 | 285 | 310 | 44 | 1500 | 11 |
| **Стеклянные** | | | | | | |
| ШЖБ-10с | 10 | 120 | 230 | 32,5 | 1400 | 3,15 |
| ШСС-10 | 10 | 109 | 150 | 26 | 1400 | 1,35 |

Таблица 20.11. **Техническая характеристика подвесных линейных изоляторов для районов с нормальным уровнем загрязнения**

| Тип изолятора | Основные размеры, мм | | | Гарантированная электромеханическая нагрузка, Н, не менее | Пробивное напряжение, кВ | Испытательное одноминутное напряжение при частоте 50 Гц, кВ | | Длина пути утечки тока, мм, не менее | Отношение длины пути утечки тока к строительной высоте | Масса, кг, не более |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | *h* | *D* | *d* | | | в сухом состоянии | под дождем | | | |
| ПС-6А | 130 | 255 | 16 | 6000 | 90 | 58 | 37 | 255 | 1,95 | 4,1 |
| ПС-11 | 170 | 290 | 22 | 11000 | 90 | 65 | 40 | 320 | 1,88 | 6,6 |
| ПС-16А | 180 | 320 | 20 | 16000 | 100 | 66 | 42 | 360 | 2 | 9 |
| ПС-16Б | 170 | 280 | 20 | 16000 | 100 | 65 | 40 | 350 | 2,06 | 7,9 |
| ПС-22А | 200 | 320 | 20 | 22000 | 110 | 80 | 50 | 390 | 1,95 | 10,8 |
| ПС-30А | 217 | 320 | 24 | 30000 | 110 | 65 | 40 | 350 | 1,56 | 14,2 |
| ПФ-6А | 167 | 270 | 16 | 6000 | 110 | 60 | 32 | 285 | 1,7 | 6,5 |
| ПФ-6Б | 140 | 270 | 16 | 6000 | 110 | 60 | 32 | 280 | 2 | 6 |
| ПФ-6В | 140 | 270 | 16 | 6000 | 110 | 60 | 32 | 324 | 2,3 | 5,3 |
| ПФ-16А | 173 | 280 | 20 | 16000 | 125 | 68 | 40 | 365 | 2,2 | 8,6 |
| ПФ-20А | 194 | 350 | 20 | 20000 | 125 | 68 | 44 | 420 | 2,17 | 12,8 |
| ПР-3,5 | 193 | 250 | 16 | 5000 | 110 | 110 | 48 | 455 | 2,35 | 10,4 |
| НС-2 | 198 | 270 | 16 | 6000 | 110 | 107 | 50 | 470 | 2,38 | 8,1 |
| НЗ-6 | 214 | 300 | 20 | 8000 | 120 | 110 | 62 | 480 | 2,24 | 13,5 |
| ПСГ-16А | 160 | 320 | 20 | 16000 | 100 | 110 | 60 | 480 | 3 | 9,3 |

Таблица 20.12. **Количество подвесных изоляторов в гирляндах**

| Напряжение воздушной линии, кВ | ПФ-6А, ПФ-6Б, ПФ-6В, ПС-6А | | ПС-11 | | ПФ-11, ПФ-16А, ПС-16А, ПС-16Б | | ПФ-20А, ПС-22А | | ПС-30А | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Количество изоляторов в гирлянде | | | | | | | | | |
| | поддерживающей | натяжной | поддерживающей | натяжной | поддерживающей | натяжной | поддерживающей | натяжной | поддерживающей | натяжной |
| 35 | 3 | 4 | 3 | 4 | — | — | — | — | — | — |
| 110 | 7 | 8 | 7 | 7 | 6 | — | — | — | — | — |
| 150 | 9 | 10 | 8 | 8 | 8 | — | 8 | 9 | — | — |
| 220 | 13 | 14 | 12 | 12 | 11—12 | 11—12 | 10 | 10 | 11 | 11 |

Примечание. При применении деревянных опор количество изоляторов в гирлянде уменьшают на один элемент. Количество изоляторов в гирляндах увеличивают на один элемент для напряжений до 150 кВ при строительстве линий на высоте 1000—2500 м над уровнем моря и для напряжений 220 кВ при высоте 1000—2000 м над уровнем моря.

ство наиболее распространенных типов изоляторов поддерживающих и натяжных гирлянд приведено в табл. 20.12.

Согласно [31] коэффициент запаса прочности изоляторов в нормальном режиме при наибольшей нагрузке должен быть не менее 2,7, а при среднегодовой температуре и отсутствии гололеда и ветра – не менее 5. Поддерживающие гирлянды воспринимают нагрузку от массы провода и собственной массы, поэтому выбор типа изоляторов поддерживающих гирлянд в нормальном режиме производят по формулам

$$\left.\begin{aligned} 2{,}7(p_7 l_{\text{вес}} + G_{\text{г}}) \leqslant P; \\ 5(p_1 l_{\text{вес}} + G_{\text{г}}) \leqslant P, \end{aligned}\right\} \qquad (20.54)$$

где $P$ – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора (см. табл. 20.11); $p_1$, $p_7$ – единичные нагрузки от собственной массы провода и от веса провода с гололедом; $l_{\text{вес}}$ – весовой пролет (соответствующий расстоянию между низшими точками кривых провисания провода в пролетах, примыкающих к рассматриваемой опоре); $G_{\text{г}}$ – масса гирлянды.

Так как масса гирлянды для выбора типа изоляторов неизвестна, в расчетах по (20.54) принимают средние значения, а именно: для ВЛ 35 кВ – 20 кг; 110 кВ – 40 кг; 150 кВ – 60 кг; 220 кВ – 80 кг. Выбор типа натяжных гирлянд, воспринимающих нагрузку, производят по формулам

$$\left.\begin{aligned} 2{,}7\sqrt{(\sigma_г s)^2 + (0{,}5 p_7 l_{вес} + G_г)^2} \leqslant P; \\ 5\sqrt{(\sigma_э s)^2 + (0{,}5 p_1 l_{вес} + G)^2} \leqslant P, \end{aligned}\right\} \quad (20.55)$$

где $\sigma_г$, $\sigma_э$ – напряжения в проводе при наибольшей нагрузке и при среднегодовой температуре; $s$ – сечение провода.

Выбор линейной арматуры производят в соответствии с выбранным типом изоляторов и маркой провода.

## 20.8. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТЕ ОПОР ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ НА МЕХАНИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ

Нагрузки на опоры воздушных линий по направлению действия подразделяют на горизонтальные и вертикальные. Основными нагрузками, определяющими размеры элементов опор и фундаментов линии, являются горизонтальные. К ним относят ветровую нагрузку на конструкцию опоры, ветровую нагрузку на провода и тросы, а также нагрузки от тяжения проводов и тросов. К вертикальным нагрузкам относят собственную массу опоры, массу гирлянд изоляторов (с арматурой), массу проводов и тросов, а также монтажные нагрузки (массу монтера с монтажными приспособлениями).

Ветровую нагрузку на конструкцию опоры определяют по формуле, даН,

$$p = c_x q S \beta, \quad (20.56)$$

где $c_x$ – аэродинамический коэффициент, определяемый по данным [32]; $q$ – нормативный скоростной напор, даН/м$^2$, определяемый по табл. 20.6; $S$ – площадь проекции конструкции опоры на плоскость, перпендикулярную направлению ветра, м$^2$; $\beta$ – коэффициент, учитывающий динамическое воздействие порывов ветра: для деревянных опор $\beta = 1$, для стальных одностоечных свободностоящих $\beta = 1{,}35$, для опор на оттяжках $\beta = 1{,}45$, для свободностоящих портальных опор $\beta = 1{,}4$.

Ветровую нагрузку на провода и тросы при направлении ветра, перпендикулярном воздушной линии, определяют по формуле

$$P = p_{4,5} l_{ветр}, \quad (20.57)$$

а при направлении ветра под углом 45°

$$P = 0{,}707 p_{4,5} l_{ветр}, \quad (20.58)$$

где $l_{ветр}$ – ветровой пролет, равный полусумме пролетов, смежных с данной опорой.

Нагрузки от тяжения проводов и тросов определяют по формуле, даН,

$$I = s\sigma, \quad (20.59)$$

где $s$ – сечение провода, мм$^2$; $\sigma$ – напряжение в проводе, определяемое из механического расчета, даН/мм$^2$.

Нагрузки, действующие на промежуточные опоры с подвесными изоляторами при обрыве провода, зависят от типа зажимов, применяемых для воздушной линии. При подвеске проводов в глухих зажимах нормативную нагрузку на промежуточные опоры в аварийном режиме принимают по табл. 20.13.

Таблица 20.13. **Нормативные нагрузки на промежуточные опоры в аварийном режиме**

| Сечение проводов, мм$^2$ | $P_{max}$ для опор | | |
|---|---|---|---|
| | стальных | железобетонных | деревянных |
| 500 и выше | 0,4 | 0,25 | 0,15 |
| 240–400 | 0,4 | 0,25 | 0,2 |
| До 185 | 0,5 | 0,3 | 0,25 |

При выпадающих зажимах нормативную нагрузку принимают равной 600 – 800 даН, при зажимах ограниченной прочности заделки 600 – 900 даН. Нагрузку от тяжения троса при обрыве принимают равной $0{,}5P_{max}$.

Нормативные нагрузки от собственной массы опор принимают по фактической их массе, массы гирлянд-изоляторов – по данным каталогов. Массу проводов и тросов, передаваемых на опору, определяют по формуле

$$G = p_{1,3} l_{вес}. \quad (20.60)$$

Нормативные массы монтажных приспособлений и монтера с инструментом принимают приложенными в месте крепления изоляторов. Значения монтажных нагрузок следующие: для промежуточных опор 35 – 330 кВ с подвесными изоляторами 150 даН, для анкерных опор 200 даН, для всех опор со штыревыми изоляторами 100 даН.

Опоры воздушных линий рассчитывают на нагрузки нормальных и аварийных режимов.

Промежуточные опоры рассчитывают по нормальному режиму при следующих сочетаниях условий: 1) провода и тросы свободны от гололеда, ветер максимальный, направлен перпендикулярно линии; 2) провода и тросы покрыты гололедом, скоростной напор ветра равен 25% максимального. По аварийному режиму промежуточные опоры рассчитывают при следующих сочетаниях условий: 3) оборван провод одной фазы, создающий наибольший изгибающий (или крутящий) момент на опору, гололеда и ветра нет, тросы не оборваны; 4) оборван один трос, гололеда и ветра нет, провода не оборваны.

Анкерные опоры в нормальном режиме рассчитывают по тем же сочетаниям условий, что и для промежуточных опор. При аварийном режиме для анкерных опор нормального типа принимают следующие расчетные условия: 1) оборваны провода одного пролета, создающие наибольший изгибающий или крутящий момент на опору, тросы не оборваны, гололед, ветра нет; 2) оборван трос, создающий наибольший изгибающий или крутящий момент на опору, провода не оборваны, гололед, ветра нет. Анкерные опоры облегченного типа рассчитывают при тех же условиях, но при обрыве только одного провода.

# В. Элементы воздушных линий

## 20.9. ПРОВОДА И ТРОСЫ

Для воздушных линий напряжением 6 – 220 кВ применяют в основном голые многопроволочные провода алюминиевые марок А и АКП (ГОСТ 839 – 80Е), сталеалюминиевые марок АС, АСК, АСКС и АСКП (ГОСТ 839 – 80Е), стальные марок ПС (ТУ 14-4-661 – 75) и из алюминиевого сплава марок АН и АЖ (ТУ 16-505.556 – 74). В качестве грозозащитных тросов применяют стальные многожильные оцинкованные канаты типа ЛК-0-8 (ГОСТ 3062 – 80) для ВЛ 35 кВ и типа ТК-9,1 и ТК-11 (ГОСТ 3063 – 80) для ВЛ 110 – 220 кВ.

Диаметр, сечение и материал провода выбирают по результатам электрического расчета сети и в зависимости от конкретных условий расположения воздушной линии (наличие пересечений с сооружениями, населенность местности, степень насыщенности окружающей среды агрессивными фракциями, район СССР по гололеду и ветровой нагрузке). Минимально допустимые сечения проводов по механической прочности в зависимости от характеристики трассы ВЛ приведены в табл. 20.14.

Для ВЛ напряжением 110 – 220 кВ по условиям потерь на корону [31] минимальный диаметр проводов должен быть не менее

Таблица 20.14. **Минимально допустимое сечение проводов ВЛ по условиям механической прочности**

| Характеристика ВЛ | Сечение проводов, мм², марки | | |
|---|---|---|---|
| | А, АКП, АН | АС, АСК, АСКС, АСКП, АЖ | ПС |
| ВЛ без пересечений в районах с толщиной стенки гололеда, мм: | | | |
| до 10 | 35 | 25 | 25 |
| 15 и более | 50 | 35 | 25 |
| Переходы ВЛ через судоходные реки и каналы в районах с толщиной стенки гололеда, мм: | | | |
| до 10 | 70 | 25 | 25 |
| 15 и более | 70 | 35 | 25 |
| Пролеты пересечений ВЛ с инженерными сооружениями при любой толщине стенки гололеда: | | | |
| с линиями связи | 70 | 35 | 25 |
| с надземными трубопроводами и канатными дорогами | 70 | 35 | Не допускается |
| В пролетах пересечений ВЛ с железными дорогами при толщине стенки гололеда, мм: | | | |
| до 10 | – | 35 | То же |
| 15 и более | – | 50 | » » |

Таблица 20.15. **Конструктивные данные проводов марок А, АКП, АН и АЖ**

| Номинальное сечение, мм² | Расчетное сечение, мм² | Число проволок и их диаметр | Диаметр провода, мм | Масса провода, кг/км | Строительная длина, м, не менее | Номинальное сечение, мм² | Расчетное сечение, мм² | Число проволок и их диаметр | Диаметр провода, мм | Масса провода, кг/км | Строительная длина, м, не менее |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Алюминиевые провода марок А и АКП** | | | | | | **Провода из алюминиевого сплава марок АН и АЖ** | | | | | |
| 35 | 34,3 | 7×2,5 | 7,5 | 94 | 4000 | 25 | 24,7 | 7×2,12 | 6,4 | 69 | 3000 |
| 50 | 49,5 | 7×3 | 9 | 135 | 3500 | 35 | 34,4 | 7×2,5 | 7,5 | 96 | 3000 |
| 70 | 69,2 | 7×3,55 | 10,7 | 189 | 2500 | 50 | 49,5 | 7×3 | 9 | 138 | 3000 |
| 95 | 92,4 | 7×4,1 | 12,3 | 252 | 2000 | 70 | 69,3 | 7×3,55 | 10,7 | 192 | 2000 |
| 120 | 117 | 19×2,8 | 14 | 321 | 1500 | 95 | 93,3 | 7×4,12 | 12,4 | 259 | 1500 |
| | | | | | | 120 | 117 | 19×2,8 | 14 | 326 | 2000 |
| | | | | | | 150 | 148 | 19×3,15 | 15,8 | 413 | 2000 |
| | | | | | | 185 | 183 | 19×3,5 | 17,5 | 511 | 2000 |
| | | | | | | 270 | 239 | 19×4 | 20 | 669 | 2000 |
| | | | | | | 300 | 298 | 37×3,2 | 22,4 | 830 | 2000 |

Таблица 20.16. **Конструктивные данные проводов марок АС, АСКС, АСКП и АСК**

| Номинальное сечение, мм² | Расчетное сечение, мм² | | Диаметр провода, мм | Масса, кг/км | | | Строительная длина, м, не менее |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | алюминия | стали | | провода (без смазки) | смазки провода АСКС | смазки провода АСКП | |
| 16/2,7 | 16,1 | 2,69 | 5,6 | 65 | 1 | 1 | 3000 |
| 25/4,2 | 24,9 | 4,15 | 6,9 | 100 | 1,5 | 1,5 | 3000 |
| 35/6,2 | 36,9 | 6,15 | 8,4 | 149 | 2,5 | 2,2 | 3000 |
| 50/8 | 48,2 | 8,04 | 9,6 | 194 | 3 | 3 | 3000 |
| 70/11 | 68 | 11,3 | 11,4 | 274 | 4,5 | 4,5 | 2000 |
| 70/72 | 68,4 | 72,2 | 15,4 | 755 | 38 | 38 | 2000 |
| 95/16 | 95,4 | 15,9 | 13,5 | 384 | 6 | 6 | 1500 |
| 120/19 | 118 | 18,8 | 15,2 | 471 | 11 | 35 | 2000 |
| 150/24 | 149 | 24,2 | 17,1 | 600 | 14 | 44 | 2000 |
| 185/29 | 181 | 29 | 18,8 | 728 | 16 | 52 | 2000 |
| 205/27 | 205 | 26,6 | 19,8 | 774 | 15 | 57 | 2000 |
| 240/32 | 244 | 31,7 | 21,6 | 921 | 17 | 66 | 2000 |
| 300/39 | 301 | 38,6 | 24 | 1132 | 22 | 83 | 2000 |
| 330/27 | 325 | 26,6 | 24,4 | 1106 | 12 | 112 | 2000 |
| 400/51 | 394 | 51,1 | 27,5 | 1490 | 28 | 134 | 1500 |
| 450/56 | 434 | 56,3 | 28,8 | 1640 | 30 | 145 | 1500 |
| 500/27 | 481 | 26,6 | 29,4 | 1537 | 15 | 158 | 1500 |
| 500/64 | 490 | 63,5 | 30,6 | 1852 | 33 | 163 | 1500 |
| 500/336 | 490 | 336 | 37,5 | 4005 | 168 | 270 | 1500 |

Таблица 20.17. **Конструктивные данные стальных спиральных канатов для грозозащитных тросов**

| Условное обозначение | Расчетное сечение, мм² | Число проволок и их диаметр, мм | Диаметр каната, мм | Масса, кг/км |
|---|---|---|---|---|
| С35 (ЛК-0,8 ГОСТ 3062–80) | 38,01 | 1×2,8+6×2,6 | 8 | 331 |
| С50 (ТК-9,1, ГОСТ 3063–80) | 48,64 | 1×1,9+18×1,8 | 9,1 | 418 |
| С70 (ТК-11, ГОСТ 3063–80) | 72,58 | 1×2,3+18×2,2 | 11 | 623 |

Примечание. Строительную длину каната определяют при заказе.

11,4 мм (АС70/11) при 110 кВ, 15,2 мм (АС 120/19) при 150 кВ и 21,6 мм (АС240/39) при 220 кВ. Грозозащитные тросы применяют на ВЛ с металлическими и железобетонными опорами при напряжении 35 кВ только на подходах к подстанции, а при 110 – 220 кВ – по всей длине линии.

Сечение грозозащитного троса выбирают по механическому расчету. Для ВЛ 110 кВ и выше проверяют грозозащитный трос на термическую стойкость [110].

В зависимости от конкретных условий расположения ВЛ рекомендуют следующие области применения проводов различных марок: 1) провода марок А и АН сечением 35 – 120 мм$^2$ – на ВЛ 6 – 10 кВ; сечением 35 мм$^2$ и выше – на ВЛ 20 – 35 кВ; 2) провода марок АС и АЖ сечением до 300 мм$^2$ и выше – на ВЛ 35 – 220 кВ при различных условиях по гололеду, а также сечением до 120 мм$^2$ – на ВЛ 6 – 20 кВ, где это необходимо по условиям обеспечения повышенной механической прочности (взамен проводов марок А и АН); 3) провода марок АКП, АСК, АСКС и АСКП – на ВЛ 6 – 220 кВ в районах с интенсивной коррозией и разрушением сталеалюминиевых и алюминиевых проводов в агрессивной среде; 4) провода марки ПС – на ВЛ 6 – 35 кВ малой протяженности для периферийных объектов при условии экономической целесообразности. Основные конструктивные данные проводов и тросов приведены в табл. 20.15 – 20.17.

## 20.10. ЛИНЕЙНЫЕ ИЗОЛЯТОРЫ, АРМАТУРА И ОПОРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Конструктивные параметры воздушных линий, выбранные с учетом климатических условий и степени загрязнения окружающей среды проводящими осадками, и класс напряжения определяют тип и материал изоляторов. На ВЛ 110 – 220 кВ применяют подвесные изоляторы, причем в наиболее сложных условиях эксплуатации используют стеклянные изоляторы. Для ВЛ 35 кВ применяют штыревые подвесные изоляторы (фарфоровые и стеклянные), однако в зонах промышленной застройки и сложных климатических условий используют подвесные стеклянные изоляторы. Для ВЛ 6 – 20 кВ применяют штыревые изоляторы и только для проводов больших сечений на анкерных опорах используют подвесные изоляторы. Штыревые изоляторы закрепляют на стандартных металлических штырях для ВЛ 6 – 20 кВ (ГОСТ 18381 – 80) или крюках для ВЛ 6 – 10 кВ (ТУ 36-877 – 77). Крепление проводов к подвесным изоляторам производят при помощи поддерживающих или натяжных зажимов, а подвесные изоляторы формируют в гирлянды с помощью линейной сцепной арматуры. Основные технические данные изоляторов приведены в табл. 20.10 – 20.12, линейной арматуры – в [18], а выбор штырей и крюков в зависимости от типа изолятора и конструкции опоры производят согласно [110].

По назначению различают следующие типы опор: промежуточные, анкерные, угловые, концевые, транспозиционные и специальные. По характеру работы опоры ВЛ разделяют на два типа: анкерные и промежуточные. Промежуточные опоры служат для поддержания проводов на заданной высоте над землей; они воспринимают тяжения от проводов и тросов (или воспринимают его частично). Анкерные опоры служат для жесткого закрепления проводов в некоторых точках трассы воздушной линии и полностью воспринимают тяжения от проводов и тросов в смежных с опорой пролетах. Эти опоры требуют жестких и прочных конструкций; их применяют в местах, определяемых условиями работы и монтажа ВЛ. Анкерные опоры могут быть нормальной и облегченной конструкции. Массовые опоры обычной конструкции называют нормальными. Опоры особой конструкции, применяемые в единичных случаях, называют специальными. По виду используемого для опор материала различают железобетонные, металлические (стальные), деревянные и опоры из сплавов алюминия. При проектировании и сооружении ВЛ необходимо применять унифицированные или типовые опоры, разработанные ВГПИ и НИИ «Энергосетьпроект», ВГПИ и НИИ «Сельэнергопроект», ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» [18, 109, 110] для использования в широком диапазоне климатических условий.

РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ ПЕРВЫЙ

# КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ

## 21.1. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЖИЛ КАБЕЛЕЙ ПО НАГРЕВУ, ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПЛОТНОСТИ ТОКА И УСЛОВИЯМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ. ВЫБОР МАРОК КАБЕЛЕЙ ПО УСЛОВИЯМ ПРОКЛАДКИ

Сечения жил кабеля по нагреву выбирают на основе приведенных ниже таблиц допустимых токовых нагрузок на кабели. Длительно допустимая нагрузка выбранного сечения должна быть не менее расчетной нагрузки кабеля в нормальном режиме. Для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией, несущих нагрузки меньше номинальных, может допускаться кратковременная перегрузка, указанная в табл. 21.1.

На время ликвидации послеаварийного режима для кабелей с полиэтиленовой изоляцией допускают перегрузку до 10%, а для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией – до 15% номинальной; при этом указанную перегрузку допускают на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 сут, если нагрузка в остальные периоды времени этих суток не превышает номинальной. На время ликвидации аварий для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной изоляцией допускают перегрузки в течение 5 сут в пределах, указанных в табл. 21.1.

Таблица 21.1. **Допустимая кратковременная перегрузка кабельных линий**

| Коэффициент предварительной загрузки | Вид прокладки | Допустимая перегрузка по отношению к номинальной | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | нормальный режим | | | послеаварийный режим | | |
| | | в течение, ч | | | | | |
| | | 0,5 | 1 | 3 | 1 | 2 | 6 |
| 0,6 | В земле | 1,35 | 1,3 | 1,15 | 1,5 | 1,35 | 1,25 |
| | В воздухе | 1,25 | 1,15 | 1,1 | 1,35 | 1,25 | 1,25 |
| | В трубах (в земле) | 1,2 | 1,1 | 1,1 | 1,3 | 1,2 | 1,15 |
| 0,8 | В земле | 1,2 | 1,15 | 1,1 | 1,35 | 1,25 | 1,2 |
| | В воздухе | 1,15 | 1,1 | 1,05 | 1,3 | 1,25 | 1,25 |
| | В трубах (в земле) | 1,1 | 1,05 | 1 | 1,2 | 1,15 | 1,1 |

Таблица 21.2. **Поправочные коэффициенты на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха**

| Условная температура среды, °С | Нормированная температура жил, °С | Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °С | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | до –5 | 0 | 5 | 10 | 15 | 20 | 25 | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 |
| 15 | 80 | 1,14 | 1,11 | 1,08 | 1,04 | 1 | 0,96 | 0,92 | 0,88 | 0,83 | 0,78 | 0,73 | 0,68 |
| 25 | 80 | 1,24 | 1,2 | 1,17 | 1,13 | 1,09 | 1,04 | 1 | 0,85 | 0,9 | 0,85 | 0,8 | 0,74 |
| 25 | 70 | 1,29 | 1,24 | 1,2 | 1,15 | 1,11 | 1,05 | 1 | 0,94 | 0,88 | 0,81 | 0,74 | 0,67 |
| 15 | 65 | 1,18 | 1,14 | 1,1 | 1,05 | 1 | 0,95 | 0,89 | 0,84 | 0,77 | 0,71 | 0,63 | 0,55 |
| 25 | 65 | 1,32 | 1,27 | 1,22 | 1,17 | 1,12 | 1,06 | 1 | 0,94 | 0,87 | 0,79 | 0,71 | 0,61 |
| 15 | 60 | 1,20 | 1,15 | 1,12 | 1,06 | 1 | 0,94 | 0,88 | 0,82 | 0,75 | 0,67 | 0,57 | 0,47 |
| 25 | 60 | 1,36 | 1,31 | 1,25 | 1,2 | 1,13 | 1,07 | 1 | 0,93 | 0,85 | 0,76 | 0,66 | 0,54 |
| 15 | 55 | 1,22 | 1,17 | 1,12 | 1,07 | 1 | 0,93 | 0,86 | 0,79 | 0,71 | 0,61 | 0,50 | 0,36 |
| 25 | 55 | 1,41 | 1,35 | 1,29 | 1,23 | 1,15 | 1,08 | 1 | 0,91 | 0,82 | 0,71 | 0,58 | 0,41 |
| 15 | 50 | 1,25 | 1,2 | 1,14 | 1,07 | 1 | 0,93 | 0,84 | 0,76 | 0,66 | 0,54 | 0,37 | – |
| 25 | 50 | 1,48 | 1,41 | 1,34 | 1,26 | 1,18 | 1,09 | 1 | 0,89 | 0,78 | 0,63 | 0,45 | – |

Таблица 21.3. **Поправочные коэффициенты на допустимые длительные токи для кабелей, проложенных в земле, в зависимости от удельного теплового сопротивления земли**

| Характеристика земли | Удельное тепловое сопротивление земли, Ом·град/Вт | Поправочный коэффициент |
|---|---|---|
| Песок с влажностью более 9%, песчано-глинистая почва с влажностью более 1% | 80 | 1,05 |
| Нормальные почва и песок с влажностью 7—9%, песчано-глинистая почва с влажностью 12—14% | 120 | 1 |
| Песок с влажностью 7%, песчано-глинистая почва с влажностью 8—12% | 200 | 0,87 |
| Песок с влажностью до 4%, каменистая почва | 300 | 0,75 |

Таблица 21.4. **Допустимые длительные токи для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в земле и воздухе**

| Сечение жилы, мм² | Токовые нагрузки, А (для одножильных кабелей при работе на постоянном токе) | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | одножильных кабелей до 1 кВ | | двухжильных кабелей до 1 кВ | | трехжильных кабелей | | | | | | четырехжильных кабелей до 1 кВ | |
| | | | | | до 3 кВ | | 6 кВ | | 10 кВ | | | |
| | в земле | в воздухе | в земле | в воздухе | в земле | в воздухе | в земле | в воздухе | в земле | в воздухе | в земле | в воздухе |
| **Кабели с медными жилами** | | | | | | | | | | | | |
| 6 | — | — | 80 | 55 | 70 | 45 | — | — | — | — | — | — |
| 10 | 140 | 95 | 105 | 75 | 95 | 60 | 80 | 55 | — | — | 85 | 60 |
| 16 | 175 | 120 | 140 | 95 | 120 | 80 | 105 | 65 | 95 | 60 | 115 | 80 |
| 25 | 235 | 160 | 185 | 130 | 160 | 105 | 135 | 90 | 120 | 85 | 150 | 100 |
| 35 | 285 | 200 | 225 | 150 | 190 | 125 | 160 | 110 | 150 | 105 | 175 | 120 |
| 50 | 360 | 245 | 270 | 185 | 235 | 155 | 200 | 145 | 180 | 135 | 215 | 145 |
| 70 | 440 | 305 | 325 | 225 | 285 | 200 | 245 | 175 | 215 | 165 | 265 | 185 |
| 95 | 520 | 360 | 380 | 275 | 340 | 245 | 295 | 215 | 265 | 200 | 310 | 215 |
| 120 | 595 | 415 | 435 | 320 | 390 | 285 | 340 | 250 | 310 | 240 | 350 | 260 |
| 150 | 675 | 470 | 500 | 375 | 435 | 330 | 390 | 290 | 355 | 270 | 395 | 300 |
| 185 | 755 | 525 | — | — | 490 | 375 | 440 | 325 | 400 | 305 | 450 | 340 |
| 240 | 880 | 610 | — | — | 570 | 430 | 510 | 375 | 460 | 350 | — | — |
| **Кабели с алюминиевыми жилами** | | | | | | | | | | | | |
| 6 | — | — | 60 | 42 | 55 | 35 | — | — | — | — | — | — |
| 10 | 110 | 75 | 80 | 55 | 75 | 46 | 60 | 42 | — | — | 65 | 45 |
| 16 | 135 | 90 | 110 | 75 | 90 | 60 | 80 | 50 | 75 | 46 | 90 | 60 |
| 25 | 180 | 125 | 140 | 100 | 125 | 80 | 105 | 70 | 90 | 65 | 115 | 75 |
| 35 | 220 | 155 | 175 | 115 | 145 | 95 | 125 | 85 | 115 | 80 | 135 | 95 |
| 50 | 275 | 190 | 210 | 140 | 180 | 120 | 155 | 110 | 140 | 105 | 165 | 110 |
| 70 | 340 | 235 | 250 | 175 | 220 | 155 | 190 | 135 | 165 | 130 | 200 | 140 |
| 95 | 400 | 275 | 290 | 210 | 260 | 190 | 225 | 165 | 205 | 155 | 240 | 165 |
| 120 | 460 | 320 | 335 | 245 | 300 | 220 | 260 | 190 | 240 | 185 | 270 | 200 |
| 150 | 520 | 360 | 385 | 290 | 335 | 255 | 300 | 225 | 275 | 210 | 305 | 230 |
| 185 | 580 | 405 | — | — | 380 | 290 | 340 | 250 | 310 | 235 | 345 | 260 |
| 240 | 675 | 470 | — | — | 440 | 330 | 390 | 290 | 355 | 270 | — | — |

Примечания. 1. Токовые нагрузки на одножильные кабели до 1 кВ с медными жилами сечением 300, 400, 500, 625 и 800 мм² составляют в земле соответственно 1000, 1220, 1400, 1520 и 1700 А, в воздухе 720, 880, 1020, 1180 и 1400 А. Токовые нагрузки на одножильные кабели до 1 кВ с алюминиевыми жилами аналогичных сечений составляют в земле соответственно 770, 940, 1080, 1170 и 1310 А, в воздухе 555, 675, 785, 910 и 1080 А.

2. В алюминиевой оболочке выпускают кабели только с алюминиевыми жилами.

Таблица 21.5. **Допустимые длительные токи для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в воде**

| Сечение жилы, мм² | Токовые нагрузки кабелей | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | с медными жилами | | | | с алюминиевыми жилами | | | |
| | трехжильных | | | четырехжильных | трехжильных | | | четырехжильных |
| | до 3 кВ | 6 кВ | 10 кВ | до 1 кВ | до 3 кВ | 6 кВ | 10 кВ | до 1 кВ |
| 16 | – | 135 | 120 | – | – | 105 | 90 | – |
| 25 | 210 | 170 | 150 | 195 | 160 | 130 | 115 | 150 |
| 35 | 250 | 205 | 180 | 230 | 190 | 160 | 140 | 175 |
| 50 | 305 | 255 | 220 | 285 | 235 | 195 | 170 | 220 |
| 70 | 375 | 310 | 275 | 350 | 290 | 240 | 210 | 270 |
| 95 | 440 | 375 | 340 | 410 | 310 | 290 | 260 | 315 |
| 120 | 505 | 430 | 395 | 470 | 390 | 330 | 305 | 360 |
| 150 | 565 | 500 | 450 | – | 435 | 385 | 345 | – |
| 185 | 615 | 545 | 510 | – | 475 | 420 | 390 | – |
| 240 | 715 | 625 | 585 | – | 550 | 480 | 450 | – |

Таблица 21.6. **Допустимые длительные токи для кабелей трехжильных напряжением 6 кВ с обедненно-пропитанной изоляцией в общей свинцовой оболочке, прокладываемых в земле и воздухе**

| Сечение жилы, мм² | Токовые нагрузки, А, трехжильных кабелей | | | |
|---|---|---|---|---|
| | с медными жилами | | с алюминиевыми жилами | |
| | в земле | в воздухе | в земле | в воздухе |
| 16 | 90 | 65 | 70 | 50 |
| 25 | 120 | 90 | 90 | 70 |
| 35 | 145 | 110 | 110 | 85 |
| 50 | 180 | 140 | 140 | 110 |
| 70 | 220 | 170 | 170 | 130 |
| 95 | 265 | 210 | 205 | 160 |
| 120 | 310 | 245 | 240 | 190 |
| 150 | 355 | 290 | 275 | 225 |

Допустимые длительные токи для кабелей напряжением до 35 кВ приняты в соответствии со следующими условиями:

Допустимая температура нагрева жил кабелей с пластмассовой или резиновой изоляцией . . . . . 65 °С

Допустимая температура нагрева жил кабелей с бумажной изоляцией при номинальном напряжении:

до 3 кВ . . . . . 80 °С
6 кВ . . . . . 65 °С
10 кВ . . . . . 60 °С
20 и 35 кВ . . . . . 50 °С

Температура земли или воды 15 °С

Удельное тепловое сопротивление земли . . . . . 120 Ом·град/Вт

Температура воздуха . . . 25 °С

При определении длительных токов для кабелей, проложенных в среде, температура которой отличается от приведенной выше, применяют коэффициенты по табл. 21.2.

Таблица 21.7. **Допустимые длительные токи для кабелей с отдельно освинцованными жилами с бумажной пропитанной изоляцией, прокладываемых в земле, воде и воздухе**

| Сечение жилы, мм² | Токовые нагрузки, А, трехжильных кабелей | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | с медными жилами | | | | | | с алюминиевыми жилами | | | | | |
| | 20 кВ | | | 35 кВ | | | 20 кВ | | | 35 кВ | | |
| | в земле | в воде | в воздухе | в земле | в воде | в воздухе | в земле | в воде | в воздухе | в земле | в воде | в воздухе |
| 25 | 110 | 120 | 85 | – | – | – | 85 | 90 | 65 | – | – | – |
| 35 | 135 | 145 | 100 | – | – | – | 105 | 110 | 75 | – | – | – |
| 50 | 165 | 180 | 120 | – | – | – | 125 | 140 | 90 | – | – | – |
| 70 | 200 | 225 | 150 | – | – | – | 155 | 175 | 115 | – | – | – |
| 95 | 240 | 275 | 180 | – | – | – | 185 | 210 | 140 | – | – | – |
| 120 | 275 | 315 | 205 | 270 | 290 | 205 | 210 | 245 | 160 | 210 | 225 | 160 |
| 150 | 315 | 350 | 230 | 310 | – | 230 | 240 | 270 | 175 | 240 | – | 175 |
| 185 | 355 | 390 | 265 | – | – | – | 275 | 300 | 205 | – | – | – |

Таблица 21.8. **Допустимые длительные токи для одножильных кабелей с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в воздухе**

| Сечение жилы, мм² | Ток, А, для кабелей напряжением, кВ | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | с медными жилами | | | с алюминиевыми жилами | | |
| | до 3 кВ | 20 кВ | 35 кВ | до 3 кВ | 20 кВ | 35 кВ |
| 10 | 85/– | – | – | 65/– | – | – |
| 16 | 120/– | – | – | 90/– | – | – |
| 25 | 145/– | 105/110 | – | 110/– | 80/85 | – |
| 35 | 170/– | 125/135 | – | 130/– | 90/105 | – |
| 50 | 215/– | 155/165 | – | 165/– | 120/130 | – |
| 70 | 260/– | 185/205 | – | 200/– | 140/160 | – |
| 95 | 305/– | 220/255 | – | 235/– | 170/195 | – |
| 120 | 330/– | 245/290 | 240/265 | 255/– | 190/225 | 185/205 |
| 150 | 360/– | 270/330 | 265/300 | 275/– | 210/255 | 205/230 |
| 185 | 385/– | 290/360 | 285/335 | 295/– | 225/275 | 220/255 |
| 240 | 435/– | 320/395 | 315/380 | 335/– | 245/305 | 245/290 |
| 300 | 460/– | 350/425 | 340/420 | 355/– | 270/330 | 260/330 |
| 400 | 485/– | 370/450 | – | 375/– | 285/350 | – |
| 500 | 505/– | – | – | 390/– | – | – |
| 625 | 525/– | – | – | 405/– | – | – |
| 800 | 550/– | – | – | 425/– | – | – |

Примечания: 1. В числителе – токи для кабелей, расположенных в одной плоскости с расстоянием в свету 35–125 мм, в знаменателе – для кабелей, расположенных вплотную треугольником.
2. В алюминиевой оболочке выпускают кабели только с алюминиевыми жилами.

Таблица 21.9. **Допустимые длительные токи для кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной, найритовой или резиновой оболочкой**

| Сечение жилы, мм² | Ток, А, для кабелей | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | одножильных | двухжильных | | трехжильных | |
| | при прокладке | | | | |
| | в воздухе | в воздухе | в земле | в воздухе | в земле |
| 1,5 | 23/– | 19/– | 33/– | 19/– | 27/– |
| 2,5 | 30/23 | 27/21 | 44/34 | 25/19 | 38/29 |
| 4 | 41/31 | 38/29 | 55/42 | 35/27 | 49/38 |
| 6 | 50/38 | 50/38 | 70/55 | 42/32 | 60/46 |
| 10 | 80/60 | 70/55 | 105/80 | 55/42 | 90/70 |
| 16 | 100/75 | 90/70 | 135/105 | 75/60 | 115/90 |
| 25 | 140/105 | 115/90 | 175/135 | 95/75 | 150/115 |
| 35 | 170/130 | 140/105 | 210/160 | 120/90 | 180/140 |
| 50 | 215/165 | 175/135 | 265/205 | 145/110 | 225/175 |
| 70 | 270/210 | 215/165 | 320/245 | 180/140 | 275/210 |
| 95 | 325/250 | 260/200 | 385/295 | 220/170 | 330/255 |
| 120 | 385/295 | 300/230 | 445/340 | 260/200 | 385/295 |
| 150 | 440/340 | 350/270 | 505/390 | 305/235 | 435/335 |
| 185 | 510/390 | 405/310 | 570/440 | 350/270 | 500/385 |
| 240 | 605/465 | – | – | – | – |

Примечание. В числителе – токи для кабелей с медными жилами, в знаменателе – с алюминиевыми.

Таблица 21.10. **Допустимые длительные токи для кабелей с медными жилами с резиновой и пластмассовой изоляцией**

| Сечение токопроводящей жилы, мм² | Ток, А, для кабелей шахтных гибких шланговых и прожекторных при напряжении до 1 кВ и числе жил | | | Ток, А, для кабелей переносных шланговых для торфопредприятий напряжением, кВ | | | Ток, А, для кабелей шланговых для передвижных приемников напряжением, кВ | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 0,5 | 3 | 6 | 3 | 6 |
| 0,5 | — | 12 | — | — | — | — | — | — |
| 0,75 | — | 16 | 14 | — | — | — | — | — |
| 1 | — | 18 | 16 | — | — | — | — | — |
| 1,5 | — | 23 | 20 | — | — | — | — | — |
| 2,5 | 40 | 33 | 28 | — | — | — | — | — |
| 4 | 50 | 43 | 36 | — | — | — | — | — |
| 6 | 65 | 55 | 45 | 44 | 45 | 47 | — | — |
| 10 | 90 | 75 | 60 | 60 | 60 | 65 | — | — |
| 16 | 120 | 95 | 80 | 80 | 80 | 85 | 85 | 90 |
| 25 | 160 | 125 | 105 | 100 | 105 | 105 | 115 | 120 |
| 35 | 190 | 150 | 130 | 125 | 125 | 130 | 140 | 145 |
| 50 | 235 | 185 | 160 | 155 | 155 | 160 | 175 | 180 |
| 70 | 290 | 235 | 200 | 195 | 195 | — | 215 | 220 |
| 95 | — | — | — | — | — | — | 260 | 265 |
| 120 | — | — | — | — | — | — | 305 | 310 |
| 150 | — | — | — | — | — | — | 345 | 350 |

Таблица 21.11. **Коэффициенты для кабелей, прокладываемых в коробах**

| Способ прокладки | Количество проложенных проводов и кабелей | | Коэффициент для проводов и кабелей, питающих | |
|---|---|---|---|---|
| | одножильных | многожильных | отдельные приемники с коэффициентом использования до 0,7 | группы приемников и отдельные приемники с коэффициентом использования более 0,7 |
| Многослойно и пучками | — | До 4 | 1 | — |
| | 2 | 5—6 | 0,85 | — |
| | 3—9 | 7—9 | 0,75 | — |
| | 10—11 | 10—11 | 0,7 | — |
| | 12—14 | 12—14 | 0,65 | — |
| | 15—18 | 15—18 | 0,6 | — |
| Однослойно | 2—4 | 2—4 | — | 0,67 |
| | 5 | 5 | — | 0,6 |

При удельном тепловом сопротивлении земли, отличающемся от 120 Ом·град/Вт, применяют поправочные коэффициенты по табл. 21.3.

Допустимые длительные токи на кабели приведены в табл. 21.4 — 21.10.

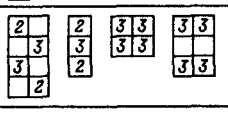
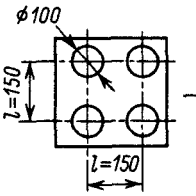
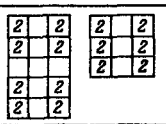
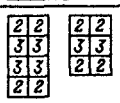
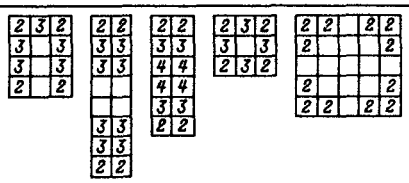
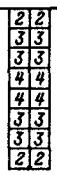
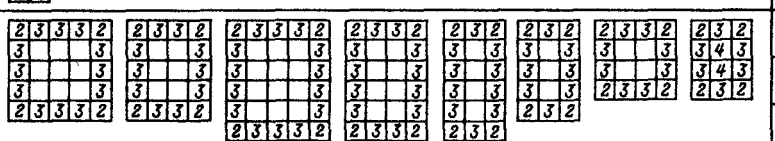
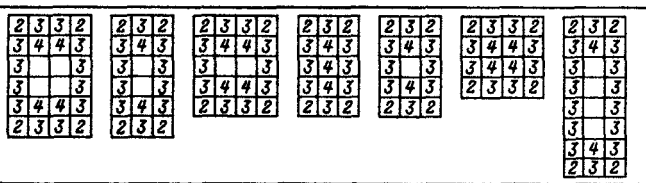
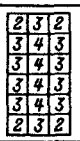
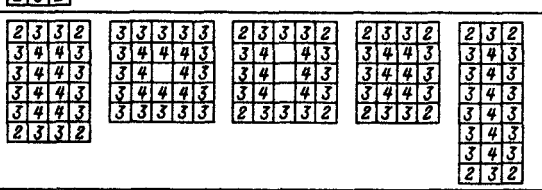
Таблица 21.12. **Поправочные коэффициенты на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле (в трубах или без труб)**

| Расстояние между кабелями в свету, мм | Коэффициент при количестве кабелей | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 100 | 1 | 0,9 | 0,85 | 0,8 | 0,78 | 0,75 |
| 200 | 1 | 0,92 | 0,87 | 0,84 | 0,82 | 0,81 |
| 300 | 1 | 0,93 | 0,9 | 0,87 | 0,86 | 0,85 |

Допустимые длительные токи для кабелей с пластмассовой или резиновой изоляцией, прокладываемых в коробах, следует умножать на поправочные коэффициенты, приведенные в табл. 21.11.

Допустимые длительные токи для одиночных кабелей с бумажной изоляцией, прокладываемых в трубах в земле, принимают, как для тех же кабелей, прокладываемых в воздухе, при температуре, равной температуре земли. При смешанной прокладке кабелей допустимые длительные токи принимают для участка трассы с наихудшими тепловыми условиями, если его длина более 10 м. Рекомендуется применять в указанных случаях кабельные вставки большего сечения. При прокладке нескольких кабелей в земле (включая прокладку в трубах) допустимые токи должны умножаться на поправочные коэффициенты, приведенные в табл. 21.12.

Таблица 21.13. **Допустимые длительные токи для кабелей 10 кВ с медными и алюминиевыми жилами сечением 95 мм², прокладываемых в блоках**

| Группа | Конфигурация блоков | № канала | Ток $I_0$ для кабелей | |
|---|---|---|---|---|
| | | | медных | алюминиевых |
| I | | 1 | 191 | 147 |
| II |    | 2 | 173 | 133 |
| | | 3 | 167 | 129 |
| III |  | 2 | 154 | 119 |
| IV |  | 2 | 147 | 113 |
| | | 3 | 138 | 106 |
| V |  | 2 | 143 | 110 |
| | | 3 | 135 | 104 |
| | | 4 | 131 | 101 |
| VI | | 2 | 140 | 103 |
| | | 3 | 132 | 102 |
| | | 4 | 118 | 91 |
| VII |  | 2 | 136 | 105 |
| | | 3 | 132 | 102 |
| | | 4 | 119 | 92 |
| VIII |  | 2 | 135 | 104 |
| | | 3 | 124 | 96 |
| | | 4 | 104 | 80 |
| IX |  | 2 | 135 | 104 |
| | | 3 | 118 | 91 |
| | | 4 | 100 | 77 |
| X |  | 2 | 133 | 102 |
| | | 3 | 116 | 90 |
| | | 4 | 81 | 62 |
| XI |  | 2 | 129 | 99 |
| | | 3 | 114 | 88 |
| | | 4 | 79 | 55 |
| | | | | |

Допустимые длительные токи для кабелей, прокладываемых в блоках, определяют по эмпирической формуле

$$I = abcI_0,$$

где $I_0$ – допустимый длительный ток для трехжильного кабеля напряжением 10 кВ с медными или алюминиевыми жилами, определяемый по табл. 21.13; $a$ – коэффициент, выбираемый по табл. 21.14 в зависимости от сечения и расположения кабеля в блоке; $b$ – коэффициент, выбираемый в зависимости от номинального напряжения кабеля: до 3 кВ $b = 1{,}09$; 6 кВ $b = 1{,}05$; 10 кВ $b = 1$; $c$ – коэффициент, выбираемый в зависимости от среднесуточной загрузки всего блока (отношение среднесуточной полной мощности блока к его номинальной полной мощности): при среднесуточной загрузке, равной 1; 0,85; 0,7, $c$ равен соответственно 1; 1,07; 1,16.

Резервные кабели допускается прокладывать в незанумерованных каналах блока, если они работают, когда рабочие кабели отключены.

Таблица 21.14. **Поправочные коэффициенты α на сечение кабеля**

| Сечение токопроводящей жилы, мм² | Коэффициент для номера канала блока | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| 25 | 0,44 | 0,46 | 0,47 | 0,51 |
| 35 | 0,54 | 0,57 | 0,57 | 0,6 |
| 50 | 0,67 | 0,69 | 0,69 | 0,71 |
| 70 | 0,81 | 0,84 | 0,84 | 0,85 |
| 95 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 120 | 1,14 | 1,13 | 1,13 | 1,12 |
| 150 | 1,33 | 1,3 | 1,29 | 1,26 |
| 185 | 1,5 | 1,46 | 1,45 | 1,38 |
| 240 | 1,78 | 1,7 | 1,68 | 1,55 |

Допустимые длительные токи для кабелей, прокладываемых в двух параллельных блоках одинаковой конфигурации, должны умножаться на коэффициенты, зависящие от расстояния между блоками:

| Расстояние между блоками, мм | 500 | 1000 | 1500 |
|---|---|---|---|
| Коэффициент | 0,85 | 0,89 | 0,91 |
| Расстояние между блоками, мм | 2000 | 2500 | 3000 |
| Коэффициент | 0,93 | 0,95 | 0,96 |

Выбранные сечения проверяют по экономической плотности тока по соотношению $S = I/J_{эк}$, где $I$ – расчетный ток линии в часы максимума энергосистемы, А; $J_{эк}$ – нормированное значение экономической плотности тока для заданных условий, принимаемое по табл. 21.15.

Сечения, полученные в результате указанного расчета, округляют до ближайшего стандартного. Расчетный ток принимают для нормального режима работы, т. е. увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах сети не учитывают. Увеличение количества линий сверх необходимого по условиям надежности электроснабжения в целях удовлетворения экономической плотности тока производят на основе технико-экономического расчета. При этом во избежание увеличения количества линий допускают двукратное увеличение нормированных значений, приведенных в табл. 21.15.

По условиям КЗ не проверяют следующие проводники:

1) защищенные предохранителями со вставками на номинальный ток до 60 А – по электродинамической стойкости;

2) защищенные предохранителями независимо от их номинального тока и типа – по термической стойкости;

Таблица 21.15. **Экономическая плотность тока**

| Проводники | Экономическая плотность тока, А/мм², при числе часов использования максимума нагрузки, ч/год | | |
|---|---|---|---|
| | 1000 – 3000 | 3000 – 5000 | более 5000 |
| Неизолированные провода и шины: | | | |
| медные | 2,5 | 2,1 | 1,8 |
| алюминиевые | 1,3 | 1,1 | 1 |
| Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами: | | | |
| медными | 3 | 2,5 | 2 |
| алюминиевыми | 1,6 | 1,4 | 1,2 |
| Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами: | | | |
| медными | 3,5 | 3,1 | 2,7 |
| алюминиевыми | 1,9 | 1,7 | 1,6 |

3) в цепях к индивидуальным приемникам, в том числе к цеховым трансформаторам общей мощностью до 2500 кВ·А и с высшим напряжением до 20 кВ, если соблюдены одновременно следующие условия:

а) в электрической или технологической части предусмотрена необходимая степень резервирования, выполненного так, что отключение указанных приемников не вызывает расстройства технологического процесса;

б) повреждение проводника при КЗ не может вызвать взрыва или пожара;

в) возможна замена проводника без значительных затруднений;

4) к индивидуальным приемникам, указанным в п. 3, а также к отдельным небольшим распределительным пунктам, если такие приемники и распределительные пункты являются неответственными по своему назначению и если для них выполнено хотя бы одно условие, приведенное в п. 3б.

Во всех остальных случаях кабели напряжением выше 1 кВ проверяют по режиму КЗ. При этом температура нагрева проводников при КЗ не должна превышать следующих предельно допустимых значений, °С:

| | |
|---|---|
| Кабели с бумажной изоляцией на напряжение, кВ: | |
| до 10 | 200 |
| 20–220 | 125 |
| Кабели с поливинилхлоридной и резиновой изоляцией | 150 |
| Кабели *с полиэтиленовой изоляцией* | 120 |

Проверка кабелей на нагрев токами КЗ производится для одиночных кабелей одной строительной длины исходя из КЗ в начале кабеля; одиночных кабелей со ступенчатыми сечениями по длине исходя из КЗ в начале каждого участка нового сечения; пучка из двух и более параллельно включенных кабелей исходя из КЗ непосредственно за пучком (по сквозному току КЗ).

При выборе силовых кабелей с бумажной пропитанной изоляцией с однопроволочными жилами из алюминия сечением $3 \times 150 - 3 \times 240$ мм$^2$ учитывают, что их применение для прокладки на участках кабельных трасс с числом поворотов на

Таблица 21.16. **Марки кабелей, рекомендуемые для прокладки в земле (траншеях)**

| Уровень коррозионной активности земли | Наличие блуждающих токов на трассе прокладки кабеля | Типы и марки кабелей | | |
|---|---|---|---|---|
| | | с бумажной пропитанной изоляцией | | с пластмассовой и резиновой изоляцией и оболочкой |
| | | Подвержен ли растягивающим усилиям в процессе эксплуатации | | |
| | | не подвержен | подвержен | не подвержен |
| Низкий | Нет | ААШв, ААШп, ААБл, АСБ | ААПл, АСПл | АВВГ, АПсВГ, АПвГ, АПВГ |
| | Да | ААШв, ААШп, ААБ2л, АСБ | ААП2л, АСПл | АВВБ, АПВБ, АПсВБ, АППБ, АПвПБ, АПБбШв, АПвБбШв, АВБбШв, АПсБбШв, АВБбШп |
| Средний | Нет | ААШв, ААШп, ААБл, ААБ2л, АСБ, АСБл | ААПл, АСПл | АПАШв, АПАШп, АВАШв, АПсАШв, АВРБ, АНРБ, АВАБл, АПАБл |
| | Да | ААШп, ААШв, ААБ2л, ААБв, АСБл, АСБ2л | ААП2л, АСПл | |
| Высокий | Нет | ААШп, ААШв, ААБ2п, АСП2л, ААБ2лШв, ААБ2лШп, ААБв, АСБл, АСБ2л | ААП2лШв, АСП2л | АПАШв, АПАШп, АВАШв, АВРБ, АПсАШв, АНРБ, АВАБл, АПАБл |
| | Да | ААШп, ААБв, АСБ2л, АСБ2лШв | ААП2лШв, АСП2л | |

Примечание. Кабели с пластмассовой изоляцией в алюминиевой оболочке не применяют для прокладки на трассах с наличием блуждающих токов в грунтах с высокой коррозионной активностью.

Таблица 21.17. **Марки кабелей, рекомендуемые для прокладки в воздухе**

| Область применения (прокладки) | С бумажной изоляцией в металлической оболочке | | С пластмассовой и резиновой изоляцией и оболочкой | |
|---|---|---|---|---|
| | Опасность механического повреждения | | | |
| | нет | есть | нет | есть |
| Прокладка в помещениях (туннелях), каналах, кабельных полуэтажах, шахтах, коллекторах, производственных помещениях: сухих | ААГ, ААШв | ААБлГ | АВВГ, АВРГ, АНРГ, АПвВГ, АПВГ, АПвсВГ, АПсВГ | АВВБГ, АВРБГ, АВБбШв, АПвВБГ, АПАШв, АВАШв, АПвБбШв, АПвсБбШв, АПсВБГ, АПвсБГ, АПВБГ, АНРБГ |
| сырых, частично отапливаемых при наличии среды: со слабой коррозионной активностью | ААШв | ААБлГ | | |
| со средней и высокой коррозионной активностью | ААШв, АСШв | ААБвГ, ААБ2лШв, ААБлГ, АСБлГ, АСБ2лГ, АСБ2лШв | | |
| В пожароопасных помещениях | ААГ, ААШв | ААБлГ, ААБвГ, АСБлГ | АВВГ, АВРГ, АПсВГ, АПвсВГ, АНРГ, АСРГ | АВВБГ, АВВБбГ, АВБбШв, АПсБбШв, АПвсБГ, АВРБГ, АСРБГ |
| Во взрывоопасных зонах классов: В-I, В-Iа | СБГ, СБШв | – | ВВГ, ВРГ, НРГ, СРГ | ВБВ, ВБбШв, ВВБГ, ВВБбГ, НРБГ, СРБГ |
| В-Iг, В-II | ААБлГ, АСБГ, ААШв | – | АВВГ, АВРГ, АНРГ | АВБВ, АВБбШв, АВВБбГ, |
| В-IIб, В-IIа | ААГ, АСГ, АСШв, ААШв | ААБлГ, АСБГ | АВВГ, АВРГ, АНРГ, АСРГ | АВВБГ, АВРБГ, АНРБГ, АСРБГ |
| На эстакадах: технологических | ААШв | ААБлГ, ААБвГ, ААБ2лШв, АСБлГ | – | АВВБГ, АВВБбГ, АВРБГ, АНРБГ, АПсВБГ, АПвсБГ, АВАШв |
| специальных кабельных | ААШв, ААБлГ, ААБвГ, АСБлГ | – | АВВГ, АВРГ, АНРГ, АПсВГ | АВВБГ, АВВБбГ, АВРБГ, АНРБГ |
| по мостам | ААШв | ААБлГ | АПвВГ, АПВГ, АПвсВГ, АВАШв, АПАШв | АВАШв, АПсВБГ, АПвВБГ, АПВБГ |
| Прокладка в блоках | СГ, АСГ | | АВВГ, АПсВГ, АПвВГ, АПВГ | |

Таблица 21.18. **Марки кабелей, рекомендуемые для прокладки в воде и в шахтах**

| Условия прокладки | С бумажной пропитанной изоляцией в металлической оболочке | | |
|---|---|---|---|
| | При отсутствии опасности механических повреждений в эксплуатации | В процессе эксплуатации не подвергаются значительным растягивающим усилиям | В процессе эксплуатации подвергаются значительным растягивающим усилиям |
| В воде | — | — | СКл, АСКл, ОСК, АОСК |
| В шахтах | СШв, ААШв* | СБн, СБлн, СБШв, СБ2лШв, ААШв* | СПлн, СПШв, СПл |

* Кабель марки ААШв следует применять в шахтах, не опасных по газу и пыли.

Таблица 21.19. **Выбор кабелей в зависимости от вида прокладки**

| Вид прокладки | Кабель с оболочкой | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | алюминиевой | | поливинилхлоридной | | найритовой | | свинцовой | |
| | без брони | с бронёй | без брони | с бронёй | без брони | с бронёй | без брони | с бронёй |
| По строительным конструкциям с креплением скобами, прижимами и т. п.: | | | | | | | | |
| по несгораемым и трудносгораемым | + | + | + | + | + | + | + | + |
| по сгораемым | + | + | — | + | + | + | + | + |
| На тросах: | | | | | | | | |
| внутри помещений и под навесами | + | + | + | + | + | + | + | + |
| снаружи, открыто | + | + | — | + | + | + | + | + |
| По станкам и механизмам | зм | + | зм | + | зм | + | зм | + |
| В стальных лотках | + | д | + | д | + | д | + | д |
| В стальных коробах | — | — | + | — | + | — | — | — |
| В стальных трубах: | | | | | | | | |
| открыто | + | — | + | — | + | — | + | — |
| скрыто — в полах, стенах, земле | + | 20 | + | 20 | + | 20 | + | 20 |
| В глухих каналах стен, полов, перекрытий | + | 20 | + | 20 | + | 20 | + | 20 |
| Между двойными полами открываемыми | + | + | + | + | + | + | + | + |
| В кабельных полуэтажах и подвалах, технических этажах зданий и сооружений | + | + | + | + | + | + | + | + |
| В открываемых каналах: | | | | | | | | |
| внутри помещений и снаружи в подстанциях | + | + | + | + | + | + | + | + |
| снаружи по территориям предприятий | — | + | — | + | — | + | — | + |
| В земле, в траншее | — | + | — | + | — | + | — | + |
| В блоках: | | | | | | | | |
| в помещениях | + | 50 | + | 50 | + | 50 | Т | 50 |
| снаружи, в земле | зк | 50 | + | 50 | + | 50 | Т | 50 |
| В туннелях кабельных | + | + | + | + | + | + | + | + |
| В подземных коллекторах | — | + | — | + | — | + | — | + |
| На технологических эстакадах | д | + | — | + | — | + | — | + |
| На кабельных эстакадах | + | + | + | + | + | + | + | + |

Примечание. «+» — следует применять; «—» — не разрешается применять; д — может быть допущен для прокладки; 20 (50) — прокладка по длине до 20 (50) м; зм — требуется защита от механических повреждений; зк — необходима защита от коррозии; Т — кабель с утолщенной изоляцией.

строительной длине кабеля более трех под углом 90° в кабельных сооружениях промышленных предприятий не рекомендуется. В кабельных сооружениях электростанций и подстанций Минэнерго СССР применение этих кабелей не допускается. Для указанных случаев применяют кабели с многопроволочными жилами или кабели с пластмассовой изоляцией.

Рекомендуемые марки кабелей для прокладки в земле (траншее), воздухе, воде и шахтах приведены в табл. 21.16 – 21.18. В основном для силовых кабелей приняты кабели с алюминиевыми жилами. Однако для соответствующих условий применяют силовые кабели с медными жилами, кабели для вертикальных и наклонных трасс с обедненной изоляцией или изоляцией, пропитанной нестекающим составом, трехжильные кабели с отдельными металлическими оболочками на фазах, а также одножильные кабели и др. Марки кабелей, приведенные в табл. 21.16 – 21.18, расположены, начиная с наиболее предпочтительных. Выбор кабелей в зависимости от вида прокладки приведен в табл. 21.19.

## 21.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ СИЛОВЫХ КАБЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 35 кВ

Типоразмеры силовых кабелей приведены в табл. 21.20.

При маркировке кабелей приняты следующие обозначения: А (первая буква) – алюминиевая жила. Отсутствие А в марке кабеля означает наличие медной жилы. АО или ОС – оболочка (алюминиевая или свинцовая) каждой из трех отдельно изолированных жил кабеля. Ц, Р, В, П – изоляция соответственно: бумажная, пропитанная нестекающим составом; резиновая; поливинилхлоридная; полиэтиленовая (Ц – всегда первая буква). В, Н – оболочка из поливинилхлоридного пластика или маслостойкой резины, не распространяющей горения. Б, П, К – броня из стальных лент, стальных плоских проволок, стальных круглых проволок. Л, 2л, в, п, – подушка, б – отсутствие подушки. Н, Шп, Шв – наружные покровы, Г – отсутствие наружного покрова. ОЖ в конце марки кабеля означает кабель с однопроволочными жилами.

Таблица 21.20. **Типоразмеры силовых кабелей напряжением до 35 кВ**

| Марка | Число жил | Сечение жил кабелей, мм², при напряжении, кВ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 0,66 | 1 | 3 | 6 | 10 | 20 | 35 |
| **Кабели с бумажной пропитанной изоляцией** | | | | | | | | |
| ААГ, АСГ, СГ, ААШв, ААШп | 1 | – | 10 – 800 | 10 – 625 | – | – | 25 – 400 | 120 – 300 |
| ААБлГ, ААБл, ААБ2л, ААБ2Шв, АСБ, СБ, АСБл, СБл, АСБ2л, СБ2л, АСБн, СБН, АСБлн, СБлн, АСБГ, СБГ | 1 | – | 10 – 800 | 10 – 625 | – | – | – | – |
| ААПл, ААП2л, ААПлГ, АСП, СП, АСПл, СПл, АСП2л, СП2л, АСПлн, СПлн, АСПГ, СПГ, ААПлШв | 1 | – | 50 – 800 | 35 – 625 | – | – | – | – |
| ААШв-В, ААП2лШв-В, ААБл-В, ААБл-В, АСБ-В, СБ-В, АСБл-В, СБл-В, СБн-В, АСБлн-В, АСБ2л-В, АСБн-В, СБ2л-В | 1 | – | 10 – 500 | 10 – 500 | – | – | – | – |
| АСБГ-В, СБГ-В | 1 | – | 10 – 625 | – | – | – | – | – |
| АСБ2лГ-В, СБ2лГ-В, ААПлГ-В, АСП-В, СП-В, АСПл-В, СПл-В, АСП2л-В, АСПлн-В, СПлн-В, АСПГ-В, СПГ-В, ААПл-В, СП2л-В | 1 | – | 240 – 625 | – | – | – | – | – |

*Продолжение табл. 21.20*

| Марка | Число жил | Сечение жил кабелей, мм², при напряжении, кВ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 0,66 | 1 | 3 | 6 | 10 | 20 | 35 |
| АСП2лГ-В, СП2лГ-В | 1 | – | – | 240 – 625 | – | – | – | – |
| АСКл, СКл | 1 | – | – | – | – | – | – | 120 – 300 |
| ААБл, ААБл-В, АСБ, СБ, АСБ-В, СБ-В, АСБл, СБл, АСБл-В, СБл-В, АСП2л, СП2л, АСПл, СКл, АСКл | 1* | – | 240 – 800 | – | – | – | – | – |
| АСГ, СГ, АСБ, СБ, АСБл, СБЛ, АСБ2л, СБ2л, АСБн, СБн, АСБлн, СБлн, АСБГ, СБГ | 2 | – | 6 – 150 | – | – | – | – | – |
| АСП, СП, АСПл, СПл, АСП2л, СП2л, АСПГ, СПГ | 2 | – | 25 – 150 | – | – | – | – | – |
| АСБ-В, СБ-В, АСБл-В, СБл-В, АСБн-В, СБн-В, АСБлн-В, СБлн-В, СБГ-В, АСБ2л-В, СБ2л-В, АСБГ-В | 2 | – | 6 – 120 | – | – | – | – | – |
| АСП-В, СП-В, АСПл-В, СПл-В, АСПГ-В, СПГ-В, АСП2л-В, СП2л-В | 2 | – | 25 – 120 | – | – | – | – | – |
| ААГ, ААШв, ААШп, ААБл, ААБ2лШв, ААБ2лШп, ААБлГ, АСШв, ААБ2л, АСБлн, СБлн, АСБГ, СБГ, АСБ2л, СБ2л, АСБ2лШв, СБ2лШв, АСБ2лГ, СБ2лГ, СГ, АСГ, АСБ, СБ, АСБл, СБл, АСБн, СБн | 3 | – | 6 – 240 | 6 – 240 | 10 – 240 | 16 – 240 | – | – |
| СПШв | 3 | – | 25 – 240 | – | 16 – 240 | 16 – 240 | – | – |
| СШв, СБШв, ААП2л, ААПлГ, ААП2лШв, ААП2лГ, АСПл, АСП, СП, СПл, АСП2л, СП2л, АСПлн, СПлн, АСПГ, АСП2лГ, СПГ, АСКл, СКл, СП2лГ | 3 | – | 25 – 240 | 25 – 240 | 16 – 240 | 16 – 240 | – | – |
| АОАБ, ОАБ, АОАБ2л, ААБ2л, ОАБ2лГ, АОАБ2лГ, АОСБ, ОСБ, АОСБл, ОСБл, АОСБн, ОСБн, АОСБГ, ОСБГ, АОАШвБ, ОАШвБ | 3 | – | – | – | – | – | 25 – 185 | 120 – 150 |
| АОСК, ОСК | 3 | – | – | – | – | – | 25 – 185 | 120 |
| ААШв-В, ААП2лШв-В, ААБл-В, ААБ2л-В, АСБ-В, СБ-В, АСБл-В, СБн-В, ААГ-В, АСБлн-В, СБлн-В, АСБГ-В, СБГ-В, СБ2л-В, ААШп-В, АСБ2л-В, СБл-В, АСБн-В | 3 | – | 6 – 120 | 6 – 120 | 16 – 120 | – | – | – |

*Продолжение табл. 21.20*

| Марка | Число жил | Сечение жил кабелей, мм², при напряжении, кВ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 0,66 | 1 | 3 | 6 | 10 | 20 | 35 |
| ААБв, ААБвГ | 3 | – | – | – | 10–240 | 16–240 | – | – |
| ААШв-В, ААБлГ-В, АСБГ-В, СБГ-В | 3 | – | 185–240 | – | – | – | – | – |
| ААПл-В, ААПлГ-В, АСП-В, СП-В, АСПл-В, СПл-В, СПлн-В, АСПлн-В, АСП2л-В, СП2л-В | 3 | – | 25–150 | 25–150 | 16–120 | – | – | – |
| АСПГ-В, СПГ-В, АСП2лГ-В, СП2лГ-В | 3 | – | 185–240 | – | – | – | – | – |
| ААГ, ААШп, ААШв, ААБлГ, ААП2лШв, ААБл, ААБ2л, АСГ, СГ, АСБ, АСБл, СБл, АСБн, СБн, АСБлн, СБлн, АСБГ, СБГ, АСБ2л, СБ2л, АСШв, СШв, СБШв, АСБГ-В, СБГ-В | 4 | – | 10–185 | – | – | – | – | – |
| ААПл, ААП2л, ААПлГ, АСП, СП, АСПл, СПШв, СПл, АСПлн, СПлн, АСПГ, СПГ, АСП2л | 4 | – | 16–185 | – | – | – | – | – |
| ААШв, ААП2лШв-В, ААБл-В, ААБ2л-В, АСБн-В, АСБлн-В, СБн-В, АСБ2л-В, СБ2л-В, АСБ-В, СБ-В, АСБл-В, СБл-В | 4 | – | 10–120 | – | – | – | – | – |
| АСКл, СКл | 4 | – | 25–185 | – | – | – | – | – |
| ААБлГ-В, ААПл-В, ААПлГ-В, СП-В, АСП-В, АСПлн-В, СПлн-В, АСПГ-В, СПГ-В, АСП2л-В, СП2л-В, АСПл-В, СПн-в | 4 | – | 16–120 | – | – | – | – | – |
| **Кабели с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающим составом (по ГОСТ 18409–73*)** | | | | | | | | |
| ЦААШв, ЦСШв, ЦАСШв | 1 | – | – | – | – | – | – | 120–130 |
| ЦААБл, ЦААБ2л, ЦААБШв, ЦААБШп, ЦААБлГ, ЦААБлн, ЦААПл, ЦААП2л, ЦААПлГ, ЦААПлн, ЦААПлШв, ЦААСПШв, ЦСБн, ЦААШв, ЦАСБ, ЦСБ, ЦАСБГ, ЦСБГ, ЦАСБн, ЦАСБШв, ЦСШв, ЦАСШв, ЦСПШв, ЦСБШв, ЦАСП, ЦАСБл, ЦСБл, ЦАСПГ, ЦСП, ЦСПГ, ЦСПн, ЦАСПл, ЦСПл, ЦАСКл, ЦСКл, ЦААБвГ, ЦАСПн | 3 | – | – | – | 25–185 | 25–185 | – | – |

*Продолжение табл. 21.20*

| Марка | Число жил | Сечение жил кабелей, мм², при напряжении, кВ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 0,66 | 1 | 3 | 6 | 10 | 20 | 35 |
| ЦАОСБ, ЦОСБ, ЦАОСБл, ЦОСБл, ЦАОСБГ, ЦОСБГ, ЦАОАБ, ЦОАБ, ЦОАБ2л, ЦАОАБ2л, ЦАОАБ2лГ, ЦОАБ2лГ | 2 | – | – | – | – | – | – | 120–150 |
| **Кабели с пластмассовой изоляцией (по ГОСТ 16442–80 и 24183–80)** | | | | | | | | |
| ВВГ, ПВГ, ПсВГ, ПвВГ, ВВГ-ХЛ | 1, 2, 3 / 4 | 1,5–50 | 1,5–240 / 1,5–185 | – | – | – | – | – |
| АВВГ, АПВГ, АПсВГ, АПвВГ, АВВГ-ХЛ | 1, 2, 3 / 4 | 2,5–50 | 2,5–240 / 2,5–185 | – | – | – | – | – |
| АВБбШв, ВБбШв, АПБбШв, АПсБбШв, ПсБбШв, АПвБбШв | 2 | 4–50 | 6–240 | – | – | – | – | – |
| | 3 | | | 6–240 | | | | |
| | 4 | | 6–185 | – | | | | |
| АВАШв, ВАШв, АПвАШв, ПвАШв | 3 | 4–50 | 6–240 | 6–240 | 10–240 | – | – | – |
| | 4 | | 6–185 | 6–185 | – | | | |
| АВВГ, ВВГ, АПВГ, ПВГ, АПсВг, ПсВГ, АПвВГ, ПвВГ, АВБбШв, ВБбШв, АПБбШв, ПБбШв, АПсБбШв, ПсБбШв, АПвБбШв, ПвБбШв | 3 | – | – | – | 10–240 | – | | |
| ВВГ, ПВГ, ПсВГ, ПвВГ, ВВГ-ХЛ, АПВГ, АПсВГ, АПвВГ, АВВГ | 5 | – | 1,5–2,5 / 2,5–3,5 | – | – | – | – | – |
| **Кабели с полиэтиленовой изоляцией (по ТУ 16-705.116–79 и 16-505.686–75)** | | | | | | | | |
| ПЭПК, АПвВГ, ПвВГ, АПвАШв, ПвАШв | 1 | – | – | – | – | – | – | 70–95 / 50–150 |
| **Кабели силовые шахтные с поливинилхлоридной изоляцией (по ТУ 16-505.934–76)** | | | | | | | | |
| ЭВТ | 3 | – | 50–95 | – | 25 | – | – | – |
| **Кабели силовые для взрывоопасных и химически активных сред (по ТУ 16.505.836–78)** | | | | | | | | |
| АВБВ | 2 | 2,5–50 | – | – | – | – | – | – |
| | 3–4 | 2,5–120 | – | – | – | – | – | – |
| ВБВ | 2 | 1,5–50 | – | – | – | – | – | – |
| | 3–4 | 1,5–95 | – | – | – | – | – | – |

*Продолжение табл. 21.20*

| Марка | Число жил | Сечение жил кабелей, мм², при напряжении, кВ | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 0,66 | 1 | 3 | 6 | 10 | 20 | 35 |
| **Кабели силовые гибкие (по ГОСТ 13497–77Е, 9388–82, ТУ 16-705.170–80)** | | | | | | | | |
| КШВГ-ХЛ, КШВГЭВ-ХЛ | 3 | – | – | – | 10–150 | – | – | – |
| КРПТ, КРПТН, КРПТ-ХЛ | 1 | 2,5–120 | – | – | – | – | – | – |
| | 2–3 | 0,75–120 | – | – | – | – | – | – |
| КРПГ, КРПГ-ХЛ | 2 и 3 | 0,75–70 | – | – | – | – | – | – |
| КРПГН | 3 | 1,5–10 | – | – | – | – | – | – |
| КРПС, КРПС-ХЛ | 3 | 2,5–10 | – | – | – | – | – | – |
| КРПСН, КРПСН-ХЛ | 3 | 2,5–50 | – | – | – | – | – | – |
| КРШК, КРШК-ХЛ | 3 | 95–150 | – | – | – | – | – | – |
| КШВГ-ХЛ, КШВГЭ-хл | 3 | – | – | – | 6–50 | – | – | – |
| **Кабели с резиновой изоляцией (по ГОСТ 433–73)** | | | | | | | | |
| СРГ | 1 | 1–240 | – | 1,5–500 | 2,5–500 | 240–400 | – | – |
| | 2 и 3 | 1–185 | – | – | – | – | – | – |
| АСРГ | 1 | 4–300 | – | 4–500 | 4–500 | 240–400 | – | – |
| | 2 | 4–250 | – | – | – | – | – | – |
| | 3 | 2,5–240 | – | – | – | – | – | – |
| ВРГ, ВРТГ, НРГ, ВРГ-Хл | 1–3 | 1–240 | – | – | – | – | – | – |
| АВРГ, АНРГ, АВРТГ, | 1 | 4–300 | – | – | – | – | – | – |
| АВРГ-Хл | 2 и 3 | 2,5–300 | – | – | – | – | – | – |
| СРБ2лГ, АСРБ2лГ | 1 | – | – | 240, 400 500 | – | – | – | – |
| СРБГ, АСРБГ | 1 | – | – | – | 95, 240 | – | – | – |
| | | | | | 400, 500 | – | – | – |
| СРБ, СРБГ, ВРБн, ВРБ, ВРБГ, НРБ, НРБГ, ВРТБ, ВРТБГ, ВРТБн | 2 и 3 | 2,5–185 | – | – | – | – | – | – |
| АСРБ, АСРБГ, АВРБ, АВРБн | 2 | 4–240 | – | – | – | – | – | – |
| АВРБГ, АНРБ, АНРБГ, АВРТБ, АВРТБГ, АВРТБн | 3 | 2,5–240 | – | – | – | – | – | – |

* Одна основная и две контрольные жилы сечением 1 мм².

Пример обозначения марок кабелей:

1) ЦАОАБ2лГ – кабель с тремя изолированными жилами с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающим составом, каждая из жил в отдельной алюминиевой оболочке с общей броней из стальных лент, с подушкой без наружного покрова.

2) ААБлШв – кабель с алюминиевыми жилами, с бумажной изоляцией, в алюминиевой оболочке, с броней из стальных лент, с подушкой и стальным покровом.

3) АНРБГ – кабель с алюминиевыми жилами, с резиновой изоляцией, с оболочкой из маслостойкой резины, не распространяющей горение, с броней из стальных лент, без наружного покрова.

4) АПБбШн – кабель с алюминиевыми жилами с полиэтиленовой изоляцией, с броней из стальных лент, с подушкой и наружными покровами.

## 21.3. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ МАСЛОНАПОЛНЕННЫХ КАБЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110–500 кВ

Кабели одножильные маслонаполненные низкого и высокого давлений с медной жилой, с изоляцией из пропитанной бумаги, в свинцовой или алюминиевой оболочке предназначены для передачи и распределения электроэнергии при номинальном междуфазном переменном напряжении до

Таблица 21.21. **Типоразмеры маслонаполненных кабелей напряжением 110–500 кВ**

| Номинальное напряжение кабеля, кВ | Номинальное сечение жилы кабелей, мм² | |
|---|---|---|
| | низкого давления | высокого давления |
| 110 | 120, 150, 185, 240(270), 300 (350), 400, 500 (550), 625, 800 | 120, 150, 185, 240 (270), 300, 500(550), 625(700) |
| 150 | 240(270), 300 (350), 400, 500, (550), 625, 800 | – |
| 220 | 300(350), 400, 500(550), 625, 800 | 300, 400, 500(550), 625(700) |
| 330 | – | 400, 500(550), 625 (700) |
| 380 | – | 400, 500(550), 625 (700) |
| 500 | – | (550), 625(700) |

500 кВ частотой 50–60 Гц и рассчитаны для трехфазных систем с заземленной нейтралью.

Для кабелей низкого давления, пропитанных нефтяным маслом, и для кабеля высокого давления минимальная температура в эксплуатации не ниже 0 °С. Для кабеля низкого давления, пропитанного синтетическим маслом, эта температура равна 20 °С.

Типоразмеры кабелей приведены в табл. 21.21.

При маркировке кабелей приняты следующие обозначения: М (первая буква) – маслонаполненный. Н, ВД – низкого или высокого давления. С, А, Аг – оболочка свинцовая, алюминиевая или алюминиевая гофрированная. Т, Тк – прокладываемый в трубопроводе. Шв, Шву – шланг из поливинилхлоридного пластика. К – броня из круглых стальных оцинкованных проволок. К марке кабеля, пропитанного синтетическим маслом, добавляется буква С.

Способы применения кабелей приведены в табл. 21.22.

## 21.4. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ КОНТРОЛЬНЫХ КАБЕЛЕЙ

Контрольные кабели предназначены для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660 В частоты до 100 Гц или постоянным напряжением до 1 кВ. Кабели изготовляют по ГОСТ 1508–78Е. Кабели рассчитаны для эксплуатации при температуре от –50 °С (–60 °С для ХЛ) до +50 °С.

Типоразмеры кабелей приведены в табл. 21.23.

При маркировке кабелей приняты следующие обозначения: А (первая буква) – алюминиевая жила. Отсутствие А в марке кабеля означает наличие медной жилы. Р, В, П – изоляция соответственно: резиновая, поливинилхлоридная, полиэтиленовая. С, В, Н – оболочка соответственно: свинцовая, поливинилхлоридная, из негорючей резины. Б, К, Пб – броня из двух стальных лент, круглых стальных оцинкованных проволок или стальных проволок. Г, н – отсутствие наружного покрова, негорючий наружный покров. ХЛ – для районов с холодным климатом, п – последние два символа плоских кабелей.

Кабели всех марок могут быть проложены на открытом воздухе при защите от механических повреждений и воздействия прямых солнечных лучей. Кабели, бронированные двумя стальными лентами и имеющие наружный покров (за исключением негорючего), рекомендуется прокладывать в земле (траншеях). Растягивающие усилия недопустимы для кабелей всех марок. Кабели с негорючим наружным покровом рекомендуют для прокладки в шахтах и внутри жароопасных помещений.

Таблица 21.22. **Рекомендуемые способы применения маслонаполненных кабелей**

| Марки кабелей | Применение |
|---|---|
| МНАШв, МНС, МНСНв | В каналах зданий и туннелях |
| МНАШву, МНСНв, МНАгШву, МНСА | В земле, в траншеях, если кабель не подвергается растягивающим усилиям и защищен от механических повреждений |
| МНСК | Под водой, в болотистой местности, где кабель подвергается растягивающим усилиям и где требуется его дополнительная механическая защита |
| МВДТ, МВДТк | В стальном трубопроводе с маслом под давлением, прокладываемом в туннелях, в земле под водой |

Таблица 21.23. **Типоразмеры контрольных кабелей**

| Марка кабеля | Номинальное сечение жилы, мм² | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0,75 | 1 | 1,5 | 2,5 | 4 | 6 |
| | Число жил в кабеле | | | | | |
| КРСГ, КРСБ, КРСБГ | – | 4, 5, 7, 10, 14, 19, 27, 37 | | | 4, 7, 10 | |
| КРСК | – | 10, 14, 19, 27, 37 | | 7, 10, 14, 19, 27, 37 | 7, 10 | |
| КРВГ, КРВГЭ, КРВБ, КРВГ-ХЛ, КРНБ, КРВБГ, КРВБбГ, КРНГ, КРНБГ, КРНБбГ, КРНБн, КВВБн, КпсВБн, КРВБн | 4, 5, 7, 10, 14, 19, 27, 37, 52 | | | 4, 5, 7, 10, 14, 19, 27, 37 | 4, 7, 10 | |
| КВВГ, КВВГЭ, КВВБ, КВВБГ, КВВБбГ, КВВГ-ХЛ, КВБбШв, КПВГ, КПВБ, КПВБсГ, КПВБГ, КПБбШв, КПсВГ, КПсВГЭ, КПсВБГ, КПсВБбГ, КПсБбШв | 4, 5, 7, 10, 14, 19, 27, 37, 52, 61 | | | | | |
| КВВГ-П, КПсВГП, КПВГ-П | – | | | 4 | – | |
| АКВВГ-П, АКПсВГ-П, АКПВГ-П, АКВВГ-ХЛ | – | | | 4 | – | |
| КППбШв, КВПбШв, КПсПБбШв | 10, 14, 19, 27, 37 | | | 7, 10, 14, 19, 27, 37 | 7, 10 | |
| АКРКГ, АКРБГЭ, АКРВБ, АКРВБГ, АКРВБбГ, АКРВГ-ХЛ, АКРНГ, АКРНБ, АКРНБГ, АКВВГ, АКРНБбГ, АКВВГЭ, АКВВБГ, АКВВБбГ, АКВБбШв, АКПВГ, АКПВБ, АКПВБГ, АКПБбШв, АКПсВГ, АКПСВГЭ, АКПсВБ, АКПсВБГ, КПсВБбГ, АКПсБбШв, АКПВБбГ, АКВВБ | – | | | 4, 5, 7, 10, 14, 19, 27, 37 | 4, 7, 10 | |

## 21.5. МУФТЫ ДЛЯ СИЛОВЫХ КАБЕЛЕЙ С БУМАЖНОЙ И ПЛАСТМАССОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 35 кВ

Муфты для кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией напряжением до 35 кВ предназначены для соединения строительных длин кабелей, оконцевания и присоединения кабельных линий к воздушным. Кабельные муфты должны удовлетворять требованиям ГОСТ 13781.0 – 79 и 23953.0 – 80.

Основные характеристики муфт приведены в табл. 21.24. Для кабелей на 3 кВ при отсутствии муфт на это напряжение допустимо применять муфты на 6 кВ.

## 21.6. СИЛОВЫЕ КАБЕЛИ С ПРОПИТАННОЙ БУМАЖНОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ И ПОВЫШЕННОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ НАГРЕВА

Кабели силовые с бумажной изоляцией и повышенной температурой нагрева должны соответствовать требованиям ГОСТ 24183 – 80, изготовляются по ТУ 16.705.249 – 82 и предназначены для передачи и распределения электроэнергии при номинальных напряжениях 1, 6, 10 и 35 кВ переменного тока частотой 50 Гц.

Кабели применяют при температуре окружающей среды от – 50 до 50 °С и относительной влажности до 98 % при температу-

Таблица 21.24. **Характеристики муфт**

| Марка муфты | Характеристика муфты | Напряжение, кВ |
|---|---|---|
| СЭ | Соединительная эпоксидная муфта с корпусом, имеющим поперечный разъем | 1, 6, 10 |
| СЭв | То же с корпусом, имеющим продольный разъем в вертикальной плоскости | 1, 6, 10 |
| СЭс | Соединительная эпоксидная муфта, отливаемая в съемной пластмассовой или металлической форме | До 1 |
| СЭм | Соединительная муфта эпоксидная малогабаритная с пластмассовым корпусом для кабелей с однопроволочными алюминиевыми жилами | До 1 |
| СЧ | Соединительная чугунная муфта | До 1 |
| СЧм | То же малогабаритная | До 1 |
| ОЧт | Ответвительная чугунная Т-образная муфта для ответвления кабеля под углом 90° | До 1 |
| ОЧу | То же У-образная для ответвления кабелей под углом 30° | До 1 |
| ОЧк | Ответвительная чугунная крестообразная муфта для ответвления двух кабелей | До 1 |
| СС | Соединительная свинцовая муфта с подмоткой из бумажных роликов и рулонов | 6 – 10 |
| ССсл | То же, но с подмоткой из самосклеивающихся лент | 6 – 10 |
| СА | Соединительная алюминиевая муфта с подмоткой из бумажных роликов и рулонов | 6 – 10 |
| САсл | То же, но с подмоткой из самосклеивающихся лент | 6 – 10 |
| СЛО | Соединительная латунная однофазная муфта | 20, 35 |
| ССО | Соединительная свинцовая однофазная муфта | 20, 35 |
| СтЭО | Стопорная латунная однофазная муфта с эпоксидным стопорным барьером | 20, 35 |
| КНА | Концевая муфта наружной установки с алюминиевым корпусом | 6, 10 |
| КНЧ | То же с чугунным корпусом | 6, 10 |
| КНСт | То же со стальным корпусом | 6, 10 |
| КМА | Концевая мачтовая муфта наружной установки с алюминиевым корпусом | 6, 10 |
| КМЧ | То же с чугунным корпусом | 6, 10 |
| КНЭ | Концевая эпоксидная муфта наружной установки | 1, 6, 10 |
| 3КМЧ, 4КМЧ | Концевые мачтовые муфты с чугунным корпусом для трех- и четырехжильных кабелей | 1 |
| КНО | Концевая однофазная муфта наружной установки | 20, 35 |
| КНОк | То же с компенсатором | 20, 35 |
| КНОЭц | Концевая однофазная муфта наружной установки из эпоксидного циклоалифатического компаунда | 20, 35 |
| КВЭО | Концевая муфта внутренней установки эпоксидная однофазная | 20, 35 |
| КНОэф | Концевая однофазная муфта для оконцевания в наружных установках кабелей для электрофильтров | 35 |
| | **Для кабелей с пластмассовой изоляцией** | |
| ПСсл | Соединительная муфта из самосклеивающихся лент для кабелей при прокладке в земле или в кабельных сооружениях | 1, 3, 6, 10 |
| ПСОсл | Соединительная однофазная муфта из самосклеивающихся лент при прокладке в земле или кабельных сооружениях | 10, 35 |
| ПСвсл-Кв-6 | Соединительная муфта из самосклеивающихся лент для подводных кабелей с круглой проволочной броней в защитном подводном кожухе | 6 |
| ПСвсл-Кб-6 | То же без защитного кожуха с кольцами для крепления брони | 6 |
| ПСОвсл-Кв-35 | Соединительная муфта из самосклеивающихся лент для подводных одножильных кабелей с круглой проволочной броней в защитном подводном кожухе | 35 |
| ПСОвсл-Кб-35 | Соединительная муфта для подводных одножильных кабелей без защитного кожуха с кольцами для крепления брони | 35 |
| ПОЭт | Ответвительная эпоксидная муфта Т-образной формы | До 1 |

*Продолжение табл. 21.24*

| Марка муфты | Характеристика муфты | Напряжение, кВ |
|---|---|---|
| 3ПКМЧ, 4ПКМЧ | Чугунные концевые мачтовые муфты для оконцевания в наружных установках соответственно трех- и четырехжильных кабелей | До 1 |
| ПКНв, ПКВв | Концевые муфты для подводных кабелей с круглой проволочной броней для применения в наружных установках и внутри помещений | 6 |
| ПКНОв | Концевая муфта с металлическим корпусом и фарфоровым изолятором для подводных одножильных кабелей с полиэтиленовой изоляцией и круглой проволочной броней для наружной установки | 35 |
| ПКВЭОв | Концевая эпоксидная муфта внутренней установки для подводных одножильных кабелей с круглой проволочной броней | 35 |
| ПКНР | Концевая муфта наружной установки из резины (эластомера) | 1, 6 |
| ПКНРО | То же однофазная | 10, 35 |
| ПСЭЛО | Соединительная эпоксидная муфта с латунным корпусом для соединения одножильных кабелей сечением 1000 и 1500 мм$^2$ внутри помещений, в земле и кабельных сооружениях | 6, 10 |
| ПКНЭО | Концевая эпоксидная муфта наружной установки для оконцевания одножильных кабелей сечением 1000 и 1500 мм$^2$ | 6, 10 |
| ПКВО | Концевая муфта внутренней установки с подмоткой из липкой поливинилхлоридной ленты для оконцевания внутри помещения одножильных кабелей сечением 1000 и 1500 мм$^2$ | 6, 10 |
| СПЧсл | Переходная чугунная муфта с подмоткой из самосклеивающихся лент для соединения кабелей с пластмассовой изоляцией с кабелями с бумажной изоляцией | До 1 |
| СПСсл | Переходная свинцовая муфта с подмоткой из самосклеивающихся лент для соединения кабелей с пластмассовой изоляцией с кабелями с бумажной изоляцией | 6, 10 |
| СПСо | То же для соединения трехжильного кабеля с бумажной изоляцией с тремя одножильными кабелями с пластмассовой изоляцией | 10 |
| СПЛОсл-35 | Переходная однофазная латунная муфта с подмоткой из самосклеивающихся лент для соединения кабелей с пластмассовой изоляцией с кабелями с бумажной изоляцией | 35 |

Таблица 21.25. **Типоразмеры силовых кабелей с повышенной температурой нагрева**

| Марка кабеля | Число жил | Сечение жил кабелей, мм$^2$, при номинальном напряжении, кВ | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 6 | 10 | 35 |
| ААГУ, ААШвУ, ААШпУ, ААШпсУ | 1 | 10–800 | – | – | 120–400 |
| АСГУ, АСКлУ, СГУ, СКлУ, СБУ, СБГУ, АСБУ, АСБГУ | 1 | 10–800 | – | – | 120–400 |
| ЦААШвУ, ЦААШпсУ, ЦАСШвУ, ЦСШвУ | 1 | – | – | – | 120–400 |
| ААГУ, ААШвУ, ААШпУ, ААШпсУ, ААБлУ, ААБ2лУ | 3 | 6–240 | 10–240 | 16–240 | – |
| АСГУ, АСБУ, АСБГУ, АСПУ, АСПлУ, АСБлУ, АСКлУ, СГУ, СБУ, СБлУ, СБнУ, СБ2лУ, СБГУ, СПУ, СПлУ, СКлУ | 3 и 4* | 6–240 | 10–240 | 16–240 | – |
| ЦААШвУ, ЦААШпсУ, ЦААБлУ, ЦААБ2лУ, ЦАСПлУ, ЦСБУ, ЦСБГУ, ЦСБлУ, ЦСПлУ, ЦСПнУ, ЦАСБнУ, ЦСПБнУ, ЦАСБГУ, ЦАСБУ | 3 | – | 25–185 | 25–185 | – |
| АОСБУ, АОСБГУ, АОСКУ, ОСБУ, ОСБГУ, ОСКУ, ЦАОСБУ, ЦАОСБГУ, ЦОСБУ, ЦОСБГУ | 3 | – | – | – | 120–150 |

* Только на напряжение 1 кВ.

Таблица 21.26. **Допустимые длительные токи для кабелей с бумажной изоляцией и повышенной температурой нагрева**

| Сечение жилы, мм² | Токовые нагрузки, А (для одножильных кабелей при работе на постоянном токе) | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Одножильные кабели | | | | Трехжильные кабели | | | | | | | | Четырехжильные кабели 1 кВ | |
| | 1 кВ | | 35 кВ | | 1 кВ | | 6 кВ | | 10 кВ | | 35 кВ | | | |
| | в земле | в воздухе | в земле | в воздухе | в земле | в воздухе | в земле | в воздухе | в земле | в воздухе | в земле | в воздухе | в земле | в воздухе |
| **Кабели с медными жилами** | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | — | 75 | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| 10 | 140 | 105 | — | — | 95 | 70 | 85 | 70 | — | 60 | — | — | 95 | 70 |
| 16 | 175 | 135 | — | — | 120 | 90 | 115 | 90 | 105 | 80 | — | — | 120 | 90 |
| 25 | 235 | 185 | — | — | 160 | 125 | 145 | 125 | 130 | 110 | — | — | 160 | 125 |
| 35 | 285 | 225 | — | — | 190 | 150 | 175 | 150 | 165 | 135 | — | — | 190 | 150 |
| 50 | 360 | 270 | — | — | 235 | 185 | 220 | 180 | 195 | 165 | — | — | 235 | 185 |
| 70 | 440 | 345 | — | — | 285 | 235 | 270 | 235 | 235 | 210 | — | — | 285 | 235 |
| 95 | 520 | 415 | — | — | 340 | 290 | 325 | 285 | 290 | 255 | — | — | 340 | 290 |
| 120 | 595 | 480 | — | 360 | 390 | 335 | 375 | 330 | 340 | 295 | 285 | 300 | 390 | 335 |
| 150 | 675 | 555 | — | 410 | 435 | 385 | 430 | 380 | 390 | 335 | 325 | 340 | 435 | 385 |
| 185 | 755 | 630 | — | 470 | 490 | 440 | 480 | 430 | 440 | 385 | — | — | 490 | 440 |
| 240 | 880 | 755 | — | 560 | 570 | 515 | 560 | 500 | 500 | 455 | — | — | 570 | 515 |
| 300 | 1000 | 870 | — | 630 | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| 400 | 1220 | 1050 | — | 720 | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| 500 | 1400 | 1220 | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| 625 | 1520 | 1415 | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| 800 | 1700 | 1625 | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| **Кабели с алюминиевыми жилами** | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | — | 60 | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| 10 | 110 | 80 | — | — | 75 | 55 | 65 | 55 | — | — | — | — | 75 | 55 |
| 16 | 135 | 105 | — | — | 90 | 70 | 85 | 70 | 80 | 60 | — | — | 90 | 70 |
| 25 | 180 | 135 | — | — | 125 | 95 | 115 | 95 | 100 | 85 | — | — | 125 | 95 |
| 35 | 220 | 170 | — | — | 145 | 115 | 135 | 115 | 125 | 105 | — | — | 145 | 115 |
| 50 | 275 | 200 | — | — | 180 | 140 | 170 | 140 | 155 | 125 | — | — | 180 | 140 |
| 70 | 340 | 260 | — | — | 220 | 175 | 210 | 175 | 180 | 155 | — | — | 220 | 175 |
| 95 | 400 | 320 | — | — | 260 | 215 | 245 | 215 | 225 | 190 | — | — | 260 | 215 |
| 120 | 460 | 370 | 245 | 280 | 300 | 250 | 285 | 250 | 265 | 220 | 225 | 235 | 300 | 250 |
| 150 | 520 | 430 | 275 | 320 | 335 | 295 | 330 | 285 | 300 | 250 | 250 | 265 | 335 | 295 |
| 180 | 580 | 485 | 310 | 370 | 380 | 335 | 375 | 325 | 340 | 285 | — | — | 380 | 335 |
| 240 | 675 | 575 | 360 | 440 | 440 | 395 | 430 | 385 | 390 | 335 | — | — | 440 | 395 |
| 300 | 770 | 660 | 405 | 500 | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| 400 | 940 | 795 | 455 | 580 | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| 500 | 1080 | 935 | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| 625 | 1170 | 1090 | — | — | — | — | — | — | — | | — | — | — | — |
| 800 | 1310 | 1260 | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |

Примечания: 1. При прокладке на воздухе кабели расположены в одной плоскости, зазор (в свету) между кабелями 35—125 мм. Для одножильных кабелей 35 кВ, расположенных вплотную, треугольником, допустимая нагрузка уменьшается на 5—7%. 2. При прокладке в воде допустимая нагрузка, принятая для прокладки в земле, увеличивается на 10% для трехжильных кабелей 35 кВ и на 30% для всех остальных кабелей.

ре 35 °С. В обозначении маркировки кабелей по сравнению с базовыми марками добавлена в конце буква У. Области применения кабелей с повышенными температурами нагрева соответствуют областям применения кабелей аналогичных базовых марок, приведенных в табл. 21.16—21.19. Кабели могут эксплуатироваться в сетях, в которых постоянное напряжение в 2,5 раза больше номинальных значений переменного напряжения. Типоразмеры кабелей приведены в табл. 21.25. Длительно допустимые нагрузки кабелей приведены в табл. 21.26.

Максимальная допустимая температура жил кабелей при токе КЗ не должна превышать: 200 °С при номинальном напряжении

Таблица 21.27. **Допустимые токи односекундного короткого замыкания, кА, для кабелей с медными и алюминиевыми жилами**

| Сечение жил, мм² | Номинальное напряжение кабеля, кВ | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1–6 | | 10 | | 20–35 | |
| | медные | алюминиевые | медные | алюминиевые | медные | алюминиевые |
| 6 | 0,77 | 0,51 | 0,81 | 0,53 | — | — |
| 10 | 1,29 | 0,85 | 1,35 | 0,89 | — | — |
| 16 | 2,06 | 1,36 | 2,16 | 1,42 | — | — |
| 25 | 3,21 | 2,12 | 3,37 | 2,23 | 2,5 | 1,66 |
| 35 | 4,5 | 2,97 | 4,72 | 3,12 | 3,51 | 2,32 |
| 50 | 6,43 | 4,25 | 6,74 | 4,45 | 5 | 3,31 |
| 70 | 9 | 5,94 | 9,43 | 6,23 | 7,01 | 4,64 |
| 95 | 12,21 | 8,06 | 12,8 | 8,46 | 9,52 | 6,29 |
| 120 | 15,42 | 10,19 | 16,17 | 10,69 | 12,02 | 7,95 |
| 150 | 19,28 | 12,73 | 20,21 | 13,36 | 15,62 | 8,12 |
| 185 | 23,78 | 15,71 | 24,93 | 16,47 | 18,53 | 12,3 |
| 240 | 30,84 | 20,4 | 32,34 | 21,37 | 24,04 | 15,9 |
| 300 | — | — | — | — | 30,05 | 19,88 |

кабеля до 10 кВ; 130°С при номинальном напряжении кабеля 35 кВ.

Значения токов КЗ для расчетной продолжительности КЗ, равной 1 с, соответствующие предельной температуре нагрева жил при КЗ и предшествующей 100%-ной нагрузке кабеля, приведены в табл. 21.27. При других расчетных условиях значения тока КЗ должны быть рассчитаны путем умножения значений тока КЗ по табл. 21.27 на поправочные коэффициенты: $I_к = I_{к,р} k_1 k_2$, где $I_{к,р}$ – значение тока КЗ по табл. 21.27; $k_1$ – поправочный коэффициент, учитывающий отношение расчетной токовой нагрузки кабельной линии к длительно допустимому току нагрузки кабеля, по табл. 21.28, $k_2 = \sqrt{1/t_к}$ – коэффициент учитывающий продолжительность КЗ; $t_к$ – продолжительность КЗ.

На кабели с повышенной температурой нагрева сохраняется действующий уровень цен на кабели.

Таблица 21.28. **Значения поправочного коэффициента $k_1$**

| Номинальное напряжение кабеля, кВ | Способ прокладки | Коэффициент предшествующей загрузки кабеля ($I/I_{доп}$) | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 |
| 1–6 | В воздухе | 1,22 | 1,2 | 1,17 | 1,14 | 1,1 | 1,05 |
| | В земле | 1,26 | 1,24 | 1,20 | 1,16 | 1,11 | 1,06 |
| 10 | В воздухе | 1,17 | 1,15 | 1,13 | 1,11 | 1,07 | 1,04 |
| | В земле | 1,21 | 1,19 | 1,16 | 1,13 | 1,09 | 1,05 |
| 20–35 | В воздухе | 1,27 | 1,24 | 1,21 | 1,16 | 1,12 | 1,06 |
| | В земле | 1,33 | 1,29 | 1,25 | 1,21 | 1,15 | 1,08 |

РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ ВТОРОЙ

# ШИНОПРОВОДЫ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

## 22.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Для современных энергоемких промышленных предприятий (черной и цветной металлургии, химических и др.) важное значение приобретают экономичные способы канализации электроэнергии с повышенной надежностью. Токи, которые приходится передавать в одном направлении, достигают 2000–5000 А и более при напряжениях 6–20 кВ. В таких случаях целесообразно применять специальные мощные шинопроводы, которые имеют преимущества перед линиями, выполненными из большого числа параллельно проложенных кабелей, а именно: бóльшую надежность, возможность индустриализации электромонтажных работ, *доступность наблюдения и осмотра шинопроводов в условиях эксплуатации.* При сравнении прокладки шинопроводов и кабельных *линий решающими факторами* являются приведенные годовые затраты, обеспечение необходимого уровня напряжения и пределов его изменения у приемников электроэнергии. На решение вопроса о применении мощных шинопроводов может оказать влияние также характер генплана предприятия.

Капитальные вложения на прокладку шинопроводов зависят от передаваемой мощности, принятого варианта их размещения, токов КЗ, а также от необходимости иметь устройства молниезащиты. Для кабельных линий капитальные затраты зависят

в значительной мере от напряжения сети и выбранного способа прокладки. Прежде чем определять и сравнивать годовые приведенные затраты по вариантам, необходимо убедиться в технической осуществимости этих вариантов и для каждого из них найти наиболее экономичное решение. Например, шинопроводы, как правило, следует размещать над землей на открытом воздухе, так как размещение в туннеле или подземной галерее приводит к значительному удорожанию строительной части и увеличению потерь в железобетонных конструкциях. Если приведенные годовые затраты на шинопроводы и кабельные линии примерно одинаковы, то предпочтение следует отдавать шинопроводам, так как они обладают большей надежностью.

## 22.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНОГО И РЕАКТИВНОГО СОПРОТИВЛЕНИЙ ШИНОПРОВОДА

**Активное сопротивление шинопровода.** При определении активного сопротивления шинопровода учитывают явления поверхностного эффекта и эффекта близости. Сущность поверхностного эффекта заключается в том, что под влиянием ряда факторов переменный ток по сечению проводника распределяется неравномерно, смещаясь к поверхностным слоям. Постоянный ток, если не учитывать различной температуры в отдельных слоях проводника, распределяется по его сечению равномерно. Неравномерное распределение переменного тока по сечению проводника вызывает неполное использование этого сечения, отчего сопротивление его как бы возрастает по сравнению с сопротивлением этого же проводника постоянному току. Если принять сопротивление проводника любой конкретной формы постоянному току за единицу, то сопротивление этого же проводника переменному току будет несколько большим. Поверхностный эффект оценивают коэффициентом поверхностного эффекта

$$k_{\text{п, э}} = R_{\sim} / R_{=},$$

где $R_{\sim}$ – сопротивление проводника переменному току (активное сопротивление); $R_{=}$ – сопротивление проводника постоянному току (омическое сопротивление).

Коэффициент поверхностного эффекта всегда больше единицы. Для определения $k_{\text{п, э}}$ существуют формулы, однако они сложны и пользоваться ими для расчетов нецелесообразно, поэтому $k_{\text{п, э}}$ находится из номограмм [115].

При нескольких проводниках, расположенных близко (обратный проводник в однофазной системе или проводники соседних фаз в трехфазной системе), их магнитные поля влияют друг на друга и в них происходит перераспределение тока по сечению. Это явление носит название эффекта близости. Вызываемая эффектом близости неравномерность распределения тока по сечению проводника ведет к увеличению разницы в сопротивлениях проводов переменному и постоянному токам.

При расчетах явление поверхностного эффекта и эффекта близости учитывают совместно коэффициентом дополнительных потерь

$$k_{\text{д, п}} = k_{\text{п, э}} / k_{\text{э, б}}.$$

Для оценки $k_{\text{д, п}}$ используют данные из [113]. Более подробные сведения о явлениях поверхностного эффекта и эффекта близости можно найти в [112].

При определении активного сопротивления за основу принимают активное сопротивление, которое вычисляют по формуле

$$R = \frac{\rho l}{s}[1 + k_{\text{и, с}}(\theta_2 - \theta_1)], \qquad (22.1)$$

где $\rho$ – удельное сопротивление проводника, Ом·мм$^2$/м, при температуре $\theta_1$ (обычно $\theta_1$ принимают равным 20 °С); $l$ – длина проводника, м; $s$ – сечение проводника, мм$^2$; $k_{\text{и, с}}$ – температурный коэффициент изменения сопротивления (для меди и алюминия $k_{\text{и, с}} = 0{,}004$); $\theta_2$ – температура, при которой определяют сопротивление проводника, °С.

Увеличение сопротивления проводника за счет поверхностного эффекта и эффекта близости учитывают введением коэффициента дополнительных потерь

$$R_{\sim} = R k_{\text{д, п}} = R_{=} k_{\text{п, э}} k_{\text{э, б}}.$$

Увеличение активного сопротивления шинопровода за счет потерь в металлических конструкциях, заключающих в себе шинопровод, учитывают введением в расчеты коэффициента $k_{\text{к}}$

$$R_{\sim}' = R_{=} k_{\text{к}}. \qquad (22.2)$$

Полное активное сопротивление шинопровода, определяют по выражению, Ом,

$$R_{\sim \text{п}} = R_{\sim} + R_{\sim}'. \qquad (22.3)$$

**Реактивное сопротивление шинопровода.** Для шинопроводов большой протяженности (длина значительно превышает линейные размеры шинопровода в поперечном разре-

зе) индуктивность подсчитывают по формуле, Гн/км,

$$L = 2\left(\ln\frac{2l}{g} - 1\right)\cdot 10^{-4}, \qquad (22.4)$$

где $l$ – длина шинопровода, см; $g$ – среднегеометрическое расстояние площади поперечного сечения пакета шин от самого себя, см.

Взаимную индуктивность для этого же случая определяют по формуле, Гн/км,

$$M = 2\left(\ln\frac{2l}{g_{12}} - 1\right)\cdot 10^{-4}, \qquad (22.5)$$

где $g_{12}$ – среднегеометрическое расстояние между двумя пакетами шинопровода, см.

Пакет шин, состоящий из нескольких полос, рассматривают как один проводник, но с соответствующим для его исполнения среднегеометрическим расстоянием (табл. 22.1).

При расположении осей шин по вершинам равностороннего треугольника (симметричный шинопровод) взаимная индуктивность фаз одинакова, т. е.

$$M_{12} = M_{23} = M_{13} = M.$$

Реактивное сопротивление шинопровода, Ом, в этом случае равно

$$x_1 = x_2 = x_3 = x = \omega(L - M).$$

Из (22.4) и (22.5) при $f = 50$ Гц, $l = 1$ км находим

$$x = 628\left(\ln\frac{d}{g}\right)\cdot 10^{-4}, \qquad (22.6)$$

где $d$ – расстояние между осями фаз, см.

При расположении осей шин в одной плоскости (вертикально или горизонтально) и расстояниях между осями фаз 1 – 2 и 2 – 3, равных $d$, а между осями фаз 1 – 3 – равных $2d$,

$$x_1 = x_3 = \omega\left[L - 0{,}5\left(M_{13} + M_{12}\right)\right];$$

$$x_2 = \omega(L - M_{12}).$$

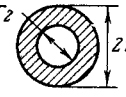
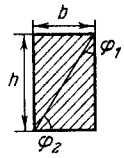
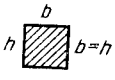
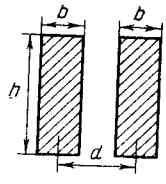
Из (22.4) и (22.5) при $f = 50$ Гц, $l = 1$ км находим

$$x_1 = x_3 = 628\left(\ln\frac{d}{g} + 0{,}346\right)\cdot 10^{-4}; \qquad (22.7)$$

$$x_2 = 628\left(\ln\frac{d}{g}\right)\cdot 10^{-4}. \qquad (22.8)$$

При расположении осей фаз шинопровода в одной плоскости из-за неодинаковости взаимоиндукции между различными парами фаз происходит перенос мощности с одной фазы на другую. Для устранения асимметрии нагрузок при несимметричных шинопроводах применяют транспозицию их фаз. Если необходимо избавиться от проявления эффекта переноса мощности, то прибегают к симметричным шинопроводам.

Таблица 22.1. **Формулы для определения среднегеометрического расстояния шин в зависимости от конструктивного исполнения шинопровода**

| Фигура и обозначение размеров на ней | Формулы для определения среднегеометрического расстояния фигуры самой от себя |
|---|---|
| | $g = re^{-0,25} \cong 0{,}782\,r$ |
|   | $\ln g = \ln r_1 - \frac{r_2^4}{(r_1^2 - r_2^2)} - \ln\frac{r_1}{r_2} + 0{,}25\frac{3r_2^2 - r_1^2}{r_1^2 - r_2^2}$ |
| | $g = 0{,}224\,(b + h)$ |
|   | $(b+h)^2\ln g = b^2\ln b + h\ln h + 2bh\ln d + h(b+h)\psi_1 + b(b+h)\psi_2 - \frac{2}{3}(b+h)^2$; $\psi_1$, $\psi_2$ – в радианах $1^\circ = 0{,}017453$ |
|   | $\ln g = \ln b - 0{,}54$ |
|   | $\ln g = \ln d + f$ $\left(\frac{h}{d};\ \frac{b}{h}\right)$ при $b < h$ $\left(\frac{b}{d};\ \frac{h}{b}\right)$ при $b > h$ $f$ определяют из [17] |

## 22.3. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И НАПРЯЖЕНИЯ В ШИНОПРОВОДАХ

**Потери мощности.** Потери активной мощности, кВт, в трехфазном шинопроводе в общем случае без учета потерь в конструкциях равны

$$\Delta P_{ш} = I_A^2 R_A + I_B^2 R_B + I_C^2 R_C, \qquad (22.9)$$

где $I_A$, $I_B$, $I_C$ – токи в фазах; $R_A$, $R_B$, $R_C$ – активные сопротивления соответствующих фаз. При равномерной загрузке фаз и одинаковых сопротивлениях имеем

$$\Delta P_{ш} = 3I^2 R_{\sim} k_{д.п} \cdot 10^{-3}. \qquad (22.10)$$

Если для данного шинопровода известны потери в конструкции шинопровода, то полные потери, кВт,

$$\Delta P'_{ш} = 3I^2 R_{\sim} k_{д.п} \cdot 10^{-3} + \Delta P_{ш.к}, \qquad (22.11)$$

где $\Delta P_{ш.к}$ – потери в конструкции шинопровода, кВт.

Если известна величина $R_{\sim п}$ согласно (22.3), то потери в шинопроводе, кВт, определяют по выражению

$$\Delta P'_{ш} = 3I^2 R_{\sim п} \cdot 10^{-3}. \qquad (22.12)$$

Для симметричных шинопроводов при приближенном определении потерь активной мощности можно пользоваться кривыми на рис. 22.1 и 22.2. При построении графиков на рис. 22.1 и 22.2 коэффициент дополнительных потерь в шинопроводе принят равным 1,5. Кроме того, учтен нагрев шин расчетным током. Кривые на рис. 22.1 и 22.2 используют и при несимметричных шинопроводах, умножая полученные потери активной мощности на отношение $k'_{д.п}/1{,}5$, где $k'_{д.п}$ – коэффициент дополнительных потерь несимметричного шинопровода.

Потери реактивной мощности в общем случае находят из выражения

$$\Delta Q_{ш} = I_A^2 x_A + I_B^2 x_B + I_C^2 x_C, \qquad (22.13)$$

где $x_A$, $x_B$, $x_C$ – индуктивные сопротивления соответствующих фаз.

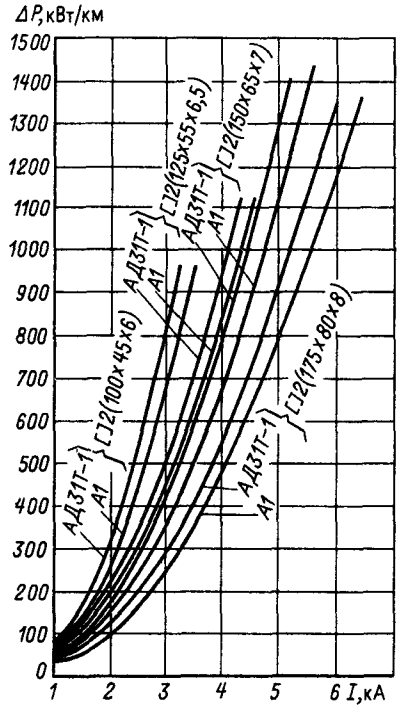



Рис. 22.1. Кривые для определения потерь активной мощности в трех фазах симметричного шинопровода с пакетом из двух шин коробчатого сечения

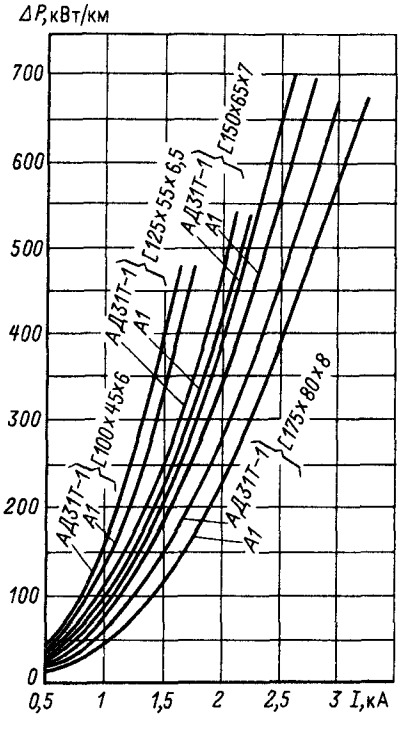



Рис. 22.2. Кривые для определения потерь активной мощности в трех фазах симметричного шинопровода с одинарными шинами коробчатого сечения

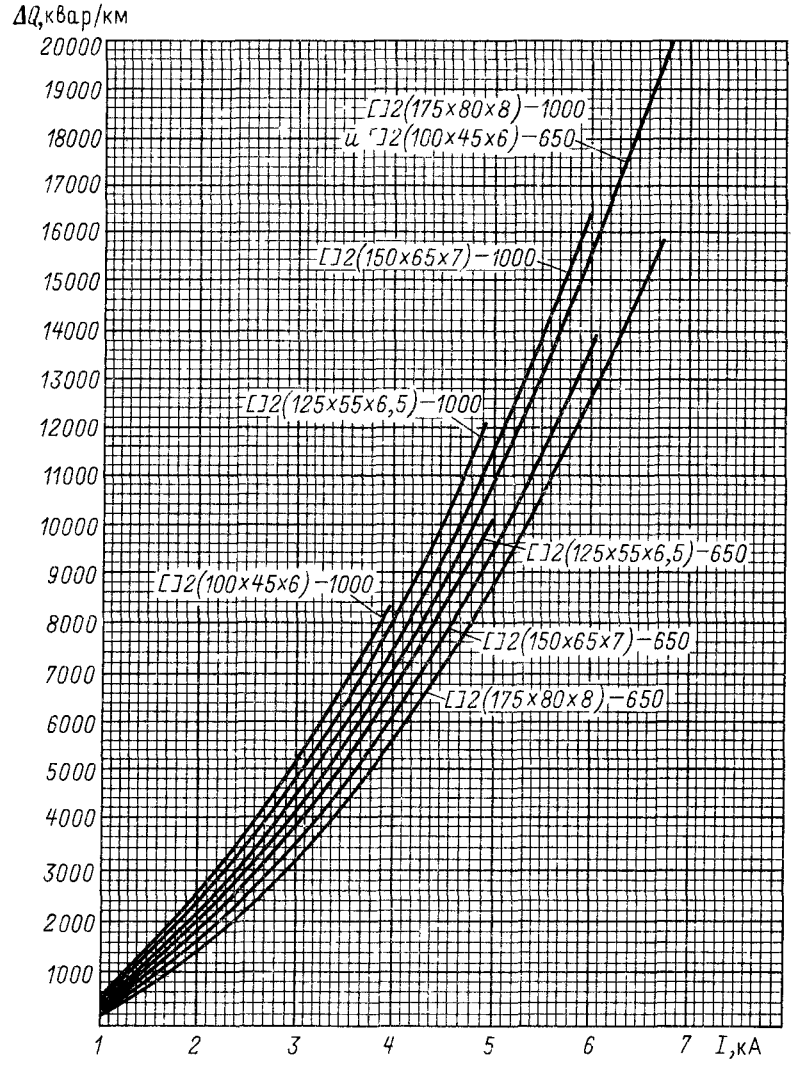



Рис. 22.3. Кривые для определения потерь реактивной мощности в трех фазах симметричного шинопровода с пакетами из двух шин коробчатого сечения при расстояниях между фазами 650 и 1000 мм

При симметрии токов, квар, имеем

$$\Delta Q_{ш} = 3I^2 x \cdot 10^{-3}, \qquad (22.14)$$

где $x$ – среднее значение индуктивного сопротивления фаз.

Для приближенной оценки потерь реактивной мощности используют кривые на рис. 22.3.

**Потери напряжения.** В общем случае фазные потери напряжения с достаточным приближением определяют по выражению

$$\Delta U_{ш} = I(R_{\sim} \cos\varphi + x \sin\varphi), \qquad (22.15)$$

где $R_{\sim}$, $x$ – соответственно активное и индуктивное сопротивления фазы шинопроводов; $\varphi$ – угол сдвига фаз между током и фазным напряжением.

Фазное напряжение в конце шинопровода

$$U_2 = U_1 - I(R_{\sim} \cos\varphi + x \sin\varphi). \qquad (22.16)$$

где $U_1$, $U_2$ – фазные напряжения в начале и конце шинопровода.

## 22.4. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ШИНОПРОВОДА

Сечение шинопроводов выбирают по длительно допустимому току и экономической целесообразности. Рассмотрим эти условия.

При прохождении тока по проводнику последний нагревается. Количество энергии, выделенной неизменным током, определяют по выражению, Вт·с,

$$\Delta Э = I^2Rt, \qquad (22.17)$$

где $I$ – ток в проводнике, А; $R$ – сопротивление проводника, Ом; $t$ – время прохождения тока, с.

Задачу расчета шинопровода на нагревание обычно сводят к определению тока, при котором температура шинопровода не превышает допустимого значения. При этом должны быть известны допустимая температура нагрева шинопровода, условия его охлаждения и температура окружающей среды. Предельно допустимая температура нагрева шинопровода при длительной работе равна 70 °С. Такая температура в основном принята для обеспечения удовлетворительной работы болтовых контактов, как правило, имеющихся в ошиновках. При кратковременном нагреве, например токами КЗ, допустимы предельные температуры для медных шин 300, для алюминиевых 200 °С. Длительная работа шин при температуре, превышающей 110 °С, приводит к значительному снижению их механической прочности вследствие отжига. Расчетная температура окружающей среды для неизолированных проводников по ПУЭ [32] принята равной 25 °С.

Нагрузочная способность проводника характеризуется длительно допустимым током нагрузки, определенным из условий нагрева его при заданных разностях температур проводника $\theta$ и окружающей среды $\theta_{о.с}$

Рассмотрим определение нагрузочной способности однородных неизолированных проводников. При тепловом равновесии количество тепла, выделяемое за единицу времени током $I$ в проводе сопротивлением $R$, равно количеству тепла, отводимому в окружающую среду за то же время, т. е.

$$\Delta Э = I^2R_{\sim} = k_{\theta}F(\theta - \theta_{о.с}), \qquad (22.18)$$

где $k_{\theta}$ – коэффициент отдачи путем конвекции и лучеиспускания (теплопроводность воздуха мала), равный количеству тепла, отводимому в окружающую среду с 1 см$^2$ поверхности проводника при разности температур между проводником и окружающей средой 1 °С, Вт/(см$^2$·°С); $F$ – поверхность охлаждения проводника, см$^2$; $\theta$, $\theta_{о.с}$ – температура проводника и окружающей среды, °С.

Если температуру нагрева проводника приравнять длительно допустимой $\theta_{доп}$ и принять расчетную температуру окружающей среды $\theta_{о.с}$ то из (22.18) можно определить длительно допустимый ток

$$I_{доп} = \sqrt{\frac{k_{\theta}F(\theta_{доп} - \theta_{о.с})}{R_{\sim}}}. \qquad (22.19)$$

Таким образом, при заданных температурных условиях нагрузочная способность проводника возрастает с увеличением его поверхности охлаждения $F$, коэффициента теплоотдачи $k_{\theta}$ и уменьшением его электрического сопротивления.

Вычисление длительно допустимых токов по указанным формулам достаточно сложно, поэтому в расчетах электросетей используют таблицы длительно допустимых токов нагрузки на шинопроводы из разных материалов и при разных условиях прокладки, определенных при длительно допустимой температуре окружающей среды [115]. В связи с этим проверку шинопроводов на нагревание сводят к проверке выполнения условия

$$I_{доп} \geqslant I_{р.max}, \qquad (22.20)$$

где $I_{р.max}$ – максимальный рабочий ток цепи, в которую включен проводник; $I_{доп}$ – длительно допустимый из условий нагрева ток нагрузки шинопровода.

Наличие поверхностного эффекта приводит к тому, что при переменном токе активное сопротивление всегда несколько больше, чем при постоянном. Поэтому согласно (22.19) при прочих равных условиях допустимый ток нагрузки проводника при переменном токе несколько меньше, чем при постоянном. Наиболее существенно это явление сказывается при сплошном сечении шинопровода, например шинопровода прямоугольного сечения. Применение находят и шинопроводы трубчатого сечения. В неразрезанных трубах используют металл, расположенный только по поверхности сечения, в результате чего повышение сопротивления от поверхностного эффекта невелико и допустимые нагрузки при постоянном и переменном токах примерно одинаковы. В установках всех напряжений жесткие шинопроводы окрашивают цветными эмалевыми красками, что облегчает ориентировку и предотвращает коррозию шин; окраска также влияет на нагрузочную способность шин. Постоян-

ное лучеиспускание окрашенных шин значительно больше, чем неокрашенных, поэтому охлаждение шин за счет лучеиспускания улучшается, а это в свою очередь приводит к увеличению нагрузочной способности шин. При неизменных температурах допустимый ток нагрузки окрашенных шин на 12 – 15% больше, чем неокрашенных.

Наибольшая алюминиевая шина прямоугольного сечения $120 \times 10$ мм$^2$ имеет длительно допустимый переменный ток, равный 2070 А. При большем токе нагрузки применяют на фазу несколько полос, собранных в общий пакет и укрепленных совместно на опорных изоляторах. Расстояние между полосами в пакете нормально составляет толщину одной полосы, что необходимо для охлаждения шины в пакете. С увеличением числа полос на фазу допустимая нагрузка возрастает непропорционально числу полос в пакете. При переменном токе, кроме того, еще сказывается эффект близости. Все это приводит к тому, что нагрузочная способность пакета из нескольких шин меньше, чем суммарная нагрузочная способность того же количества одинаковых шин таких же размеров.

Выбор сечения шинопроводов по экономической целесообразности производится так же, как для кабельных и воздушных линий. Критерий экономической целесообразности является минимум годовых приведенных затрат.

## 22.5. ПРОВЕРКА ВЫБРАННОГО СЕЧЕНИЯ ШИНОПРОВОДА НА ТЕРМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ

Для соблюдения условий термической стойкости шинопроводов необходимо, чтобы проходящий по ним ток КЗ не вызывал повышения температуры сверх допустимой при кратковременном нагревании. Проверку шинопроводов на термическую стойкость производят по установившемуся току КЗ и приведенному времени действия этого тока. Установившийся ток КЗ в течение приведенного времени выделяет такое же количество тепла, как и изменяющийся ток КЗ за рассматриваемый действительный отрезок времени прохождения его по шинопроводу.

Минимальное сечение шинопровода по термической стойкости при расчетах определяют из выражения, мм$^2$,

$$s_{т,с} \approx \alpha I_{\infty} \sqrt{t_{п}}, \qquad (22.21)$$

где $I_{\infty}$ – установившийся ток КЗ, А; $t_{п}$ – приведенное время КЗ, с; $\alpha$ – коэффициент термической стойкости по табл. 22.2.

Таблица 22.2. **Значения предельных температур нагрева шин и коэффициента термической стойкости $\alpha$**

| Материал шин | Коэффициент термической стойкости $\alpha$ | Предельно допустимая температура при КЗ |
|---|---|---|
| Медь | 6 | 300 |
| Алюминий | 11 | 200 |
| Сталь | 15 | 400 |
| Сталь при непосредственном присоединении к аппарату | 17 | 300 |

## 22.6. ПРОВЕРКА ВЫБРАННОГО СЕЧЕНИЯ ШИНОПРОВОДА НА ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ

**Электродинамической стойкостью шинной конструкции** называют ее свойство противостоять действию электродинамических сил при КЗ, в течение времени отключения цепи без повреждений, препятствующих ее дальнейшей исправной работе [116]. Критериями электродинамической стойкости (механической прочности) шинопроводов являются максимальные напряжения в материале шин и максимальные нагрузки на изоляторы. Согласно ПУЭ максимальные расчетные напряжения в материале шин $\sigma_{max,\,расч}$ и максимальные расчетные нагрузки на головку изолятора $F_{max,\,расч}$ не должны превышать соответственно допустимых напряжений $\sigma_{доп}$ и допустимых нагрузок $F_{доп}$, т. е.

$$\left.\begin{aligned} \sigma_{max,\,расч} < \sigma_{доп}; \\ F_{max,\,расч} < F_{доп}. \end{aligned}\right\} \qquad (22.22)$$

В ПУЭ допустимые напряжения и нагрузки составляют соответственно 70 и 60% разрушающих значений этих величин, т. е.

$$\left.\begin{aligned} \sigma_{доп} = 0{,}7\sigma_{разр}; \\ F_{доп} = 0{,}6F_{разр}. \end{aligned}\right\} \qquad (22.23)$$

Механические характеристики проводниковых материалов приведены в табл. 22.3.

Таблица 22.3 **Механические характеристики проводниковых материалов**

| Материал шины | Марка | Разрушающее напряжение, МПа | Допустимое напряжение, МПа | Предел текучести,* МПа | Модуль упругости · $10^{10}$ Па |
|---|---|---|---|---|---|
| Алюминий | АД0 | 58,8–68,6 | 41,2–4,8 | – | 7 |
| Алюминиевый | АД31Т-1 | 127,4 | 89,2 | 550 | – |
| сплав | АД31Т-1 | 196 | 137,2 | 800 | – |
| Медь | МГМ | 245–254,8 | 171,5–178,4 | 1200 | 10 |

* По данным СНиП II-24–74.

Максимальные расчетные напряжения в металле шин и максимальные нагрузки на изоляторы определяют по следующим формулам:

$$\left.\begin{aligned}\sigma_{max,\,расч} &= \frac{M}{W};\\ F_{max,\,расч} &= F,\end{aligned}\right\} \qquad (22.24)$$

где $M$ – изгибающий момент, Н·м; $F$ – расчетное усилие от динамического воздействия тока КЗ, Н; $W$ – момент сопротивления изгибу поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению силы, м$^3$,

$$W = \frac{b^2 h}{6}, \qquad (22.25)$$

где $h$ – сторона поперечного сечения шины, перпендикулярная направлению силы, м; $b$ – сторона поперечного сечения шины, параллельная направлению силы, м.

Расчет шинопроводов на механическую прочность производят согласно следующей методике.

Для случая двух параллельных бесконечно длинных проводников силу взаимодействия между ними находят из выражения

$$F_{12} = k_\mu k_\phi i_1 i_2 \frac{l}{a}, \qquad (22.26)$$

где $i_1$, $i_2$ – токи, проходящие по проводникам, А; $l$ – длина шинопровода, м; $k_\mu$ – коэффициент, равный $2 \cdot 10^{-7}$ Н/А$^2$ и определяющий магнитные свойства среды; $k_\phi$ – коэффициент формы сечения шины, учитывающий неравномерность распределения тока по сечению шины; для трубчатых шин $k_\phi = 1$; для шин прямоугольного и коробчатого сечений $k_\phi$ определяют в зависимости от конфигурации шин и расстояния между ними (рис. 22.4, 22.5).

На основе (22.26) определяют электродинамические усилия, возникающие между проводниками трехфазной линии при трех-

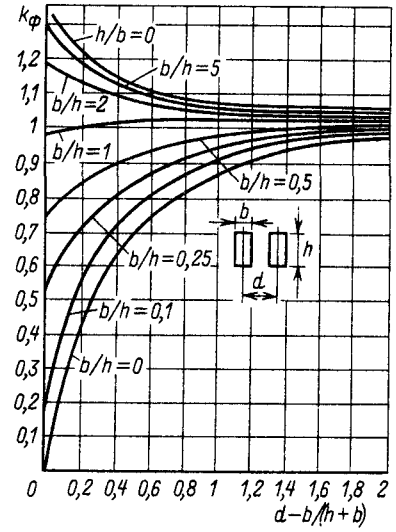



Рис. 22.4. Кривые для определения коэффициента формы прямоугольных шин

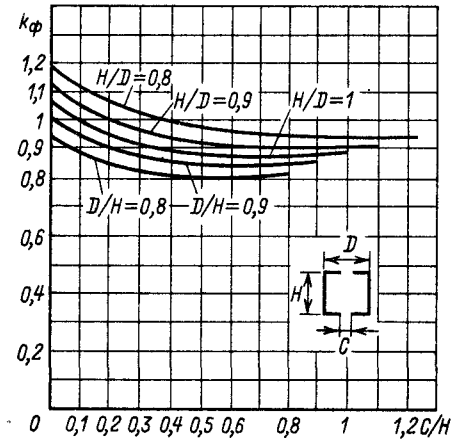



Рис. 22.5. Кривые для определения коэффициента формы шин коробчатого сечения

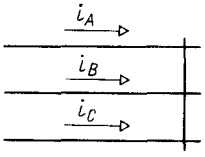



Рис. 22.6. Расчетная схема для определения ЭДУ прямолинейного участка шин при расположении фаз в одной плоскости

фазном КЗ. Расчетная схема представлена на рис. 22.6. При трехфазном КЗ периодические составляющие фазных токов сдвинуты относительно друг друга на 120°, свободные составляющие токов различны

$$\left.\begin{aligned} i_A &= I_m[\sin(\omega t+\alpha) - e^{-\frac{t}{T_a}}\sin\alpha];\\ i_B &= I_m\left[\sin\left(\omega t+\alpha-\frac{2}{3}\pi\right) - e^{-\frac{t}{T_a}}\sin\left(\alpha-\frac{2}{3}\pi\right)\right];\\ i_C &= I_m\left[\sin\left(\omega t+\alpha+\frac{2}{3}\pi\right) - e^{-\frac{t}{T_a}}\sin\left(\alpha+\frac{2}{3}\pi\right)\right], \end{aligned}\right\} \quad (22.27)$$

где $i_A$, $i_B$, $i_C$ – мгновенные значения токов трехфазного КЗ; $I_m$ – амплитуда периодической составляющей тока КЗ; $\alpha$ – угол включения, определяющий положение вектора тока фазы $A$ в момент КЗ; $\omega$ – угловая частота тока в сети, рад/с; $t$ – время, с; $T_a$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Силы, действующие на единицу длины проводников (рис. 22.6),

$$\left.\begin{aligned} f_A &= f_{AB}+f_{AC} = 2\cdot10^{-7}k_\Phi\frac{1}{a}\left(i_Ai_B+\frac{1}{2}i_Ai_C\right);\\ f_B &= f_{BA}+f_{BC} = 2\cdot10^{-7}k_\Phi\frac{1}{a}(i_Bi_A+i_Bi_C);\\ f_C &= f_{CA}+f_{CB} = 2\cdot10^{-7}k_\Phi\frac{1}{a}\left(i_Ci_B+\frac{1}{2}i_Ci_A\right). \end{aligned}\right\} \quad (22.28)$$

После подстановки значений токов из (22.27) в (22.28), соответствующих алгебраических преобразований, подбора угла включения $\alpha$ (так, чтобы сила достигала наибольшего значения) получим выражения для электродинамических сил при трехфазном КЗ.

Анализ полученных выражений позволяет написать обобщенное выражение для электродинамической силы, отнесенной к единице длины, при расположении шин в одной плоскости

$$\left.\begin{aligned} f &= f_0\left(f_1+f_2\cos2\omega t+\right.\\ &\left.+f_3\cos\omega t e^{-\frac{t}{T_a}}+f_4e^{-\frac{2t}{T_a}}\right);\\ f_0 &= 2\cdot10^{-7}k_\Phi I_m^2\frac{1}{a}. \end{aligned}\right\} \quad (22.29)$$

Электродинамические силы в режиме трехфазного КЗ содержат четыре составляющие: постоянную и периодическую составляющие, причем последнюю – изменяющейся с двойной промышленной частотой от взаимодействия периодических составляющих тока; непериодическую составляющую с частотой 50 Гц от взаимодействия периодической составляющей тока в одном проводнике и свободной составляющей в другом проводнике; апериодическую составляющую от взаимодействия свободных составляющих тока. Коэффициенты $f_1$, $f_2$, $f_3$, $f_4$ зависят от вида КЗ и взаимного расположения фаз. Максимум электродинамической силы наступает приблизительно через 0,01 с после КЗ. Постоянную времени затухания апериодической составляющей принимают равной 0,05 с.

При трехфазном КЗ и расположении фаз в одной плоскости наибольшее усилие от действия тока КЗ испытывает средняя фаза, Н,

$$F = 1{,}73\,[i_y^{(3)}]^2\frac{l}{a}\cdot10^{-7}, \quad (22.30)$$

где $i_y^{(3)}$ – ударный ток трехфазного КЗ, А.

Усилие, которому подвергаются две другие фазы, Н,

$$F = 1{,}65\,[i_y^{(3)}]^2\frac{l}{a}\cdot10^{-7}. \quad (22.31)$$

При трехфазном КЗ и симметричном исполнении шинопровода все фазы его подвергаются одинаковому воздействию тока КЗ. Это воздействие определяют по формуле

$$F = 1{,}73\,[i_y^{(3)}]^2\frac{l}{a}\cdot10^{-7}. \quad (22.32)$$

При двухфазном КЗ максимальная сила воздействия на две фазы шинопровода, в которых проходит ток двухфазного КЗ,

$$F = 1{,}5\,[i_y^{(2)}]^2\frac{l}{a}\cdot10^{-7}. \quad (22.33)$$

Фазы шинопровода расположены в одной плоскости под углом 90° (рис. 22.7).

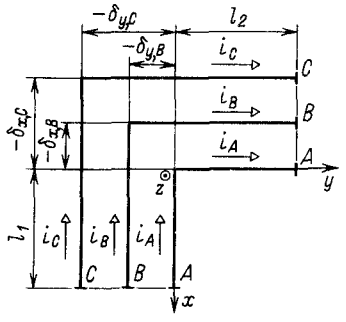



Рис. 22.7. Расчетная схема для определения ЭДУ участка шин при расположении фаз в одной плоскости под углом 90°

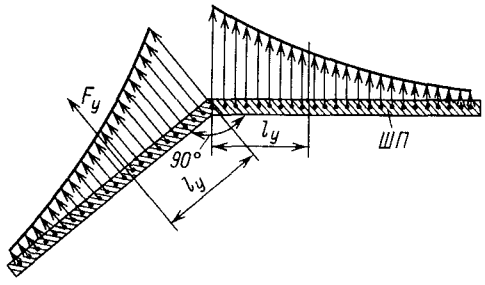



Рис. 22.8. Распределение плотности электродинамической силы в перпендикулярных шинах

В силу очевидной симметрии задачу решим только для проводников, расположенных вдоль оси $y$, т. е. для плеча $l_2$. Силу взаимодействия двух взаимно перпендикулярных проводников, отнесенную к единице длины, определяют из выражения

$$f_{12} = k_\mu k_\Phi \frac{1}{y+\delta_y} \frac{l_1+\delta_x}{\sqrt{l_1^2+(y+\delta_y)^2}} i_1 i_2, \quad (22.34)$$

где $y$ – текущая координата плеча $l_2$; $l_1$ – плечо шинопровода вдоль оси $x$; $\delta_x$, $\delta_y$ – приращение относительно оси $x$ и $y$ плеч $l_1$, $l_2$.

На рис. 22.8 показано распределение плотности электродинамической силы в шинопроводах, расположенных под прямым углом. Из рисунка видно, что эта плотность велика при приближении к месту изгиба проводника и быстро затухает по мере удаления от места изгиба. При $y \to 0$ эта плотность стремится к бесконечности, что является следствием принятого допущения о бесконечно малом сечении проводника.

Силу взаимодействия двух параллельных шинопроводов ограниченной длины, отнесенную к единице длины, определяют из выражения

$$f_{12} = k_\mu k_\Phi \frac{1}{a}\left[\frac{y+\delta_y}{\sqrt{(y+\delta_y)^2+a^2}} + \frac{l_2-y}{\sqrt{(l_2-y)^2+a^2}}\right] i_1 i_2. \quad (22.35)$$

Из (22.35) следует, что плотность силы $f_{12}$ является функцией отношения $l_2/a$: если $l_2/a > 10$, то силу определяют по (22.26); если отношение $l_2/a < 10$, то сила, вычисленная по (22.35), значительно меньше вычисленной по (22.26) [при $l/a = 1$ она составляет только 0,41 силы, вычисленной по (22.26)]. На основании (22.34) и (22.35) определяют силы трехфазной системы (рис. 22.7) в режиме трехфазного КЗ.

Силы, действующие на единицы длины проводников,

$$\left.\begin{aligned} f_A &= f_{AAx} + f_{ABx} + f_{ACx} + f_{ABy} + f_{ACy} = \\ &= 2\cdot 10^{-7} k_\Phi (k_{1A} i_A^2 + k_{2A} i_A i_B + k_{3A} i_A i_C + \\ &\quad + k_{4A} i_A i_B + k_{5A} i_A i_C); \\ f_B &= f_{BAx} + f_{BBx} + f_{BCx} + f_{BAy} + f_{BCy} = \\ &= 2\cdot 10^{-7} k_\Phi (k_{1B} i_B i_A + k_{2B} i_B^2 + \\ &\quad + k_{3B} i_B i_C + k_{4B} i_B i_A + k_{5B} i_B i_C); \\ f_C &= f_{CAx} + f_{CBx} + f_{CCx} + f_{CAy} + f_{CBy} = \\ &= 2\cdot 10^{-4} k_\Phi (k_{1C} i_C i_A + k_{2C} i_C i_B + k_{3C} i_C^2 + \\ &\quad + k_{4C} i_C i_A + k_{5C} i_C i_B). \end{aligned}\right\} \quad (22.36)$$

Коэффициенты $k$ при слагаемых (22.36) зависят от геометрических размеров $l_1$, $l_2$, $a$; численные значения их определены с помощью ЭВМ при изменении $l_1/a$ и $l_2/a$ от 1 до 10. После подстановки численных значений коэффициентов $k$ и значений токов по (22.27) в (22.36) и соответствующих алгебраических преобразований получаем окончательное выражение для определения ЭДУ, по структуре полностью совпадающее с (22.29). Коэффициенты $f_1$, $f_2$, $f_3$, $f_4$ зависят не только от взаимного расположения фаз и вида КЗ, но и от геометрических размеров.

Коэффициент, определяющий максимум электродинамической силы (при $T_a = 0{,}05$ с) фазы $B$ (рис. 22.8) при изменении $l_1/a$ и $l_2/a$ от 1 до 10, колеблется в пределах от 2,02 до 1,75; фазы $C$ – от 0,3 до 1,38, фазы $A$ – от 0,3 до 1,5. Следовательно, при проверке трехфазной системы шин, расположенных в одной плоскости под углом 90°, в качестве расчетной необходимо брать фазу $B$.

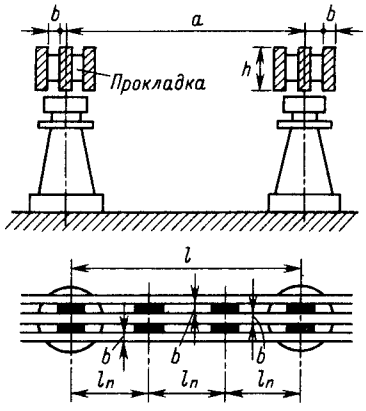



Рис. 22.9. Расположение пакета из трех шин на прямолинейном участке

**Расчет шинопроводов на механическую прочность по статической нагрузке** основан на замене переменной во времени электродинамической нагрузки постоянной нагрузкой, равной максимуму электродинамической силы.

Тогда для случая двух бесконечно длинных параллельных шинопроводов (т. е. при равномерно распределенной нагрузке) напряжения в металле шин и нагрузки на изоляторы

$$\left.\begin{aligned}\sigma_{ст} &= \frac{fl^2}{12W};\\ F_{ст} &= fl.\end{aligned}\right\} \qquad (22.37)$$

Расчет шин, выполненных в виде пакетов, ведут в следующем порядке (рис. 22.9):

1) определяют силу взаимодействия от тока КЗ между фазами по (22.30) – (22.33);

2) определяют напряжение $\sigma_ф$ Па в шинах от взаимодействия между фазами $\sigma_ф = \frac{Fl}{10W_п}$, где $W_п$ – момент сопротивления пакета шин, определяемый как сумма моментов сопротивления отдельных полос пакета, см$^2$;

3) определяют максимально допустимое расстояние между прокладками многополосного пакета шин в пролете между точками крепления, см,

$$l_{п,\,max} = \sqrt{\frac{12\sigma_{п,\,доп}W_п}{f_п}}, \qquad (22.38)$$

где $f_п$ – сила взаимодействия между шинами для двухполосного пакета на 1 см длины, равная для двухполосного пакета, Н/см, $f_п = 2\cdot 10^{-7}k_ф[0{,}5i_y^{(3)}]^2\,1/2b$; $\sigma_{п,\,доп}$ – доля допустимого напряжения, которой можно располагать при определении $l_{п,max}$, т. е. $\sigma_{п,доп} = \sigma_{доп} - \sigma_ф$; $\sigma_{доп}$ – допустимое напряжение на изгиб материала шин; $W$ – момент сопротивления полосы пакета шин, см$^2$; $b$ – толщина шины, см;

4) определяют необходимое количество прокладок пакета шин в пролете между точками крепления на изоляторах

$$n_п = \frac{l}{l_{п,\,max}} - 1, \qquad (22.39)$$

округляя результат до ближайшего большего целого числа.

Для трехполосного пакета

$$f_п = f_{12} + f_{13},$$

где $f_{12}$, $f_{13}$ – силы взаимодействия между первой и второй, первой и третьей полосами шинного пакета.

Можно считать [17], что крайние шины несут по 0,4, а средняя – 0,2 общего тока шинного пакета. Исходя из этого определяют

$$f_{12} = 2\frac{(0{,}4i_y^{(3)})(0{,}2i_y^{(3)})}{2b}k_{ф12}\cdot 10^{-7} = 0{,}08k_{ф12}\frac{(i_y^{(3)})^2}{b}\cdot 10^{-7};$$

$$f_{13} = 2\frac{(0{,}4i_y^{(3)})(0{,}4i_y^{(3)})}{4b}k_{ф13}\cdot 10^{-7} = 0{,}08k_{ф13}\frac{(i_y^{(3)})^2}{b}\cdot 10^{-7}.$$

Суммарная сила

$$f_п = 0{,}08\frac{(i_y^{(3)})^2}{b}(k_{ф12} + k_{ф13})\cdot 10^{-7}.$$

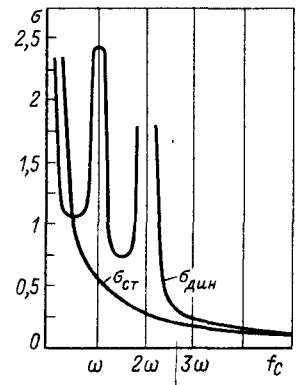



Рис. 22.10. Максимальные динамические $\sigma_{дин}$ и статические $\sigma_{ст}$ напряжения при изгибе в функции частоты собственных колебаний

При расчете шинопроводов, согнутых под углом, предварительно определяют точку приложения силы.

**Расчет шинопроводов на механическую прочность по электродинамической нагрузке.** Нагрузка шины при КЗ является сложной функцией времени (22.29). Под действием электродинамических сил шина, которая представляет собой упругий стержень, закрепленный с двух сторон, приходит в сложное колебательное движение. Колебания шины под действием внешней силы являются вынужденными колебаниями; их описывают дифференциальным уравнением в частных производных

$$EI\frac{\partial^4 y}{\partial x^4}+m\frac{\partial^2 y}{\partial t^2}=f(x,\ t), \qquad (22.40)$$

где $y$ – прогиб, м; $m$ – масса шины, кг/м; $E$ – модуль упругости, Па $\cdot 10^{10}$; $I$ – момент инерции шины, м$^4$; $f(x,\ t)$ – нагрузка, Н/м.

При решении этого уравнения определяют прогиб шины как функцию двух переменных: времени и координаты вдоль оси шины. По прогибу шины определяют напряжения в металле шин в динамике, Па, и нагрузки на изоляторы, Н,

$$\left.\begin{aligned}\sigma_{\text{дин}}&=\frac{EI}{W}\frac{\partial^2 y}{\partial x^2};\\ F_{\text{дин}}&=2EI\frac{\partial^3 y}{\partial x^3}.\end{aligned}\right\} \qquad (22.41)$$

На рис. 22.10 представлены графики динамических $\sigma_{\text{дин}}$ и статических $\sigma_{\text{ст}}$ напряжений в металле шин при изгибе их в функции собственной частоты $f_c$. Анализ графиков показывает, что при $f_c = 50$ Гц наступает временное возбуждение (раскачивание) шин; при $f_c = 100$ Гц имеет место резонанс. В обоих случаях напряжения достигают недопустимых значений: при $f_c = 50$ Гц напряжение увеличивается в 2 – 3 раза, а при $f_c = 100$ Гц – в 5 раз и более.

На рис. 22.11 представлен график изменения начального напряжения при изгибе во времени, из которого видно, что уже после нескольких полуволн тока статические напряжения значительно увеличиваются. Аналогичная картина будет иметь место и при $f_c = 50$ Гц.

Из сказанного следует, что шины, обтекаемые переменным током, недостаточно рассчитывать только на статические нагрузки. При переменном токе при $f_c = 50$ или 100 Гц возникают недопустимые перенапряжения, вызывающие остаточные деформации или разрушения шин и изоляторов. Кроме того, при частотах собственных колебаний, близких к критическим (50 или 100 Гц), вследствие резонансного усиления колебаний возникает (даже в нормальных режимах) «гудение» шин, старение материала шин под действием знакопеременных колебаний, ослабление контактных соединений и пр. Эти положения подтверждает рис. 22.12. При выборе параметров шинопроводов избегают приближения к критическим частотам. На

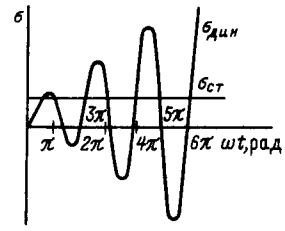



Рис. 22.11. Изменение напряжения изгиба при резонансе ($f_c = 10$ Гц) в функции времени

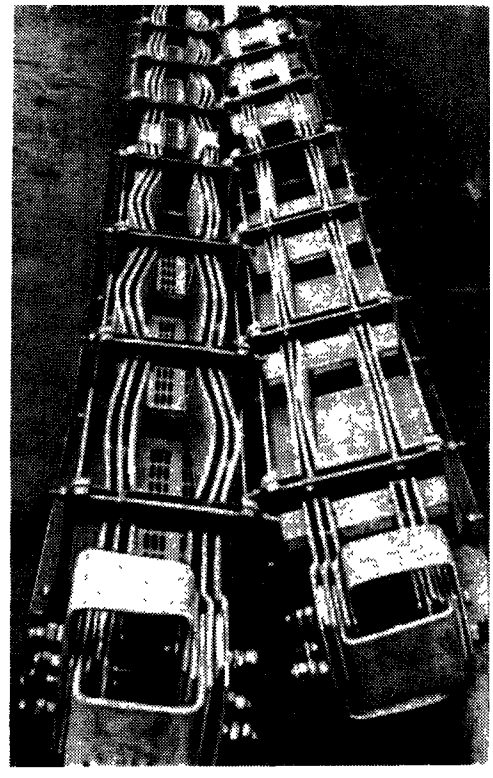


Рис. 22.12. Стенд, на котором видно состояние испытуемых шин при резонансном воздействии и влиянии частоты собственных колебаний

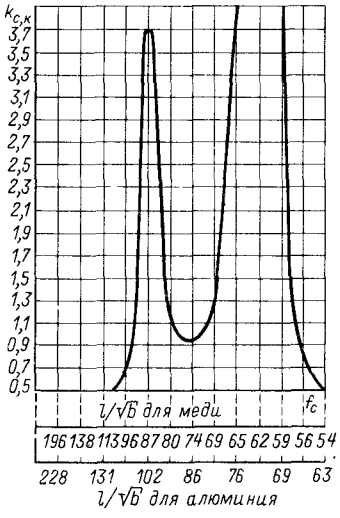



Рис. 22.13. Номограмма для определения коэффициента $k_{с,к}$ при проверке шин на механический резонанс

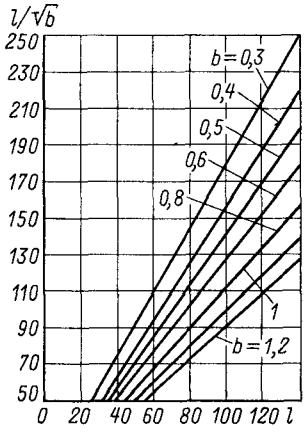



Рис. 22.14. Номограмма для определения отношения $l/\sqrt{b}$ для шин прямоугольного сечения

основании точного расчета ЭДУ добиваются достаточной надежности и безопасности с точки зрения механического резонанса при выполнении ошиновки и токоведущих элементов электрических распределительных устройств и установок. Отношение напряжений и нагрузок на изоляторы, полученных из статического расчета (22.37), к динамическим напряжениям и нагрузкам (22.41) называют коэффициентом собственных колебаний $k_{с,к}$ (динамический коэффициент). С учетом пере-

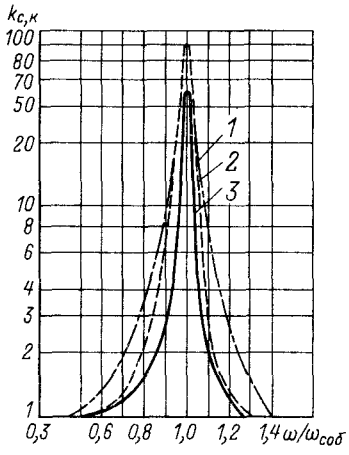



Рис. 22.15. Экспериментальное определение $k_{с,к}$:

*1* – для алюминиевых шин; *2* – для медных шин; *3* – для стальных шин

ходного колебательного процесса имеем

$$\left.\begin{aligned}\sigma_{дин,\,max} &= \frac{fl^2}{12W}k_{с,к_\sigma};\\ F_{дин,\,max} &= flk_{с,к_F}.\end{aligned}\right\} \qquad (22.42)$$

Коэффициент собственных колебаний определяют, решая дифференциальное уравнение (22.40). Для расчетов удобно пользоваться номограммами (рис. 22.13 – 22.15). Для того чтобы определить характер расчета (на статическую нагрузку или с учетом переходного колебательного процесса), необходимо уметь рассчитать частоту собственных колебаний шинопровода.

**Определение частоты собственных колебаний шинопровода.** Свободные колебания стержня с распределенной массой, закрепленного с двух концов на абсолютно жестких опорах, описывают однородным дифференциальным уравнением

$$EI\frac{\partial^4 y}{\partial x^4} + m\frac{\partial^2 y}{\partial t^2} = 0. \qquad (22.43)$$

Частоту свободных колебаний при этом определяют из выражения

$$\omega_с = \frac{k_ч^2}{l^2}\sqrt{\frac{EI}{m}}, \qquad (22.44)$$

где $k_ч$ – коэффициент частоты собственных колебаний.

Численные значения коэффициента частоты свободных колебаний соответствуют нечетным корням характеристического уравнения (уравнение собственных колебаний) дифференциального уравнения (22.43). Коэффициент частоты свободных колебаний определяется краевыми условиями решения уравнения (22.43). Для стержня с защемленными концами $k_ч = 4{,}73$; для стержня с шарнирно опертыми концами $k_ч = 3{,}14$; для стержня с одним защемленным концом и одним шарнирно опертым концом $k_ч = 3{,}93$. Для многопролетной шинной линии (число пролетов более семи) при пролетах одинаковой длины изогнутая ось шины в двух соседних пролетах, кроме крайних, одинаковая, а касательная к изогнутой оси шины в точках крепления совпадает с недеформированной осью. Таким образом, участок шины в любом пролете для таких линий представляют как стержень с защемленными концами, т. е. частоту собственных колебаний такой линии определяют по формуле

$$\omega_c = \frac{4{,}73^2}{l^2}\sqrt{\frac{EI}{m}} = \frac{4{,}73^2}{l^2}\sqrt{\frac{EI}{s\gamma}}, \quad (22.45)$$

где $s$ – поперечное сечение шины, см$^2$; $\gamma$ – плотность материала шины, г/см$^3$ (для меди $\gamma_м = 8{,}93$ г/см$^3$; для алюминия $\gamma_{ал} = 2{,}74$ г/см$^3$).

Анализ (22.45) показывает, что, изменяя параметры шинопроводов, можно в широких пределах изменять частоту собственных колебаний шин и тем самым избегать опасных в отношении резонанса зон.

На частоту собственных колебаний наиболее сильно влияет изменение длины пролета $l$. Изменять можно также частоту собственных колебаний шин изменением их жесткости $EI$, определяющей добротность упругой системы. С увеличением жесткости резонансная кривая рассматриваемой системы становится круче, опасные с точки зрения резонанса зоны становятся более узкими, а безопасные расширяются.

Для удобства пользования при расчетах частоты собственных колебаний шин уравнение (22.45) преобразуют, предварительно подставив в него значение $\omega_c = 2\pi f_c$,

$$f_c = \frac{3{,}56}{l^2}\sqrt{\frac{EI}{s\gamma}}. \quad (22.46)$$

Выражение (22.46) позволяет определять частоты собственных колебаний шин, выполняемых из любых материалов, с любой формой сечения. Наиболее часто приходится иметь дело с медными и алюминиевыми шинами. Подставив в (22.46) соответствующие значения $E$ и $\gamma$, получим выражение для определения частот собственных колебаний для медных и алюминиевых шин

$$\left.\begin{aligned} f_{c,м} &= \frac{12{,}52\cdot 10^5}{l^2}\sqrt{\frac{I}{s}};\\ f_{c,ал} &= \frac{17{,}32\cdot 10^5}{l^2}\sqrt{\frac{I}{s}}. \end{aligned}\right\} \quad (22.47)$$

Широкое применение находят шинопроводы прямоугольного сечения. Для них

$$\left.\begin{aligned} I &= \frac{b^3 h}{12};\\ s &= bh, \end{aligned}\right\} \quad (22.48)$$

где $b$ – сторона поперечного сечения шины, параллельная направлению ее колебаний, см; $h$ – сторона поперечного сечения шины, перпендикулярная направлению ее колебаний, см.

Подставив (22.47) и (22.48) в (22.45) и проделав соответствующие преобразования, получим достаточно простые и удобные для расчетов формулы определения частоты собственных колебаний для медных и алюминиевых шин прямоугольного сечения

$$\left.\begin{aligned} f_{c,м} &= 3{,}62\cdot 10^5\frac{b}{l^2};\\ f_{c,ал} &= 5{,}02\cdot 10^5\frac{b}{l^2}. \end{aligned}\right\} \quad (22.49)$$

Из этих выражений следует, что частота собственных колебаний прямоугольных шин прямо пропорциональна размеру стороны поперечного сечения, параллельной направлению колебаний, и обратно пропорциональна квадрату пролета. Изменяя параметры $b$ и $l$ шинопроводов, можно в необходимых пределах изменять собственные частоты колебаний прямоугольных шин.

На рис. 22.16 – 22.18 приведены частотные характеристики алюминиевых и медных шин прямоугольного сечения при расположении шин в одной плоскости широкой (рис. 22.16, 22.17) и узкой стороной друг к другу (рис. 22.18). Зоны усиления колебаний и резонанса для переменного тока частотой 50 Гц определены приближенно в пределах $\pm 10\%$ критических значений: $f_c = 50$ Гц и $f_c = 2\cdot 50 = 100$ Гц. Для участков шин, соединенных с тепловыми компенсаторами крайних пролетов многопролетной шинной линии, $f_c$ определяют по (22.44) при $k_ч = 3{,}93$. Однако реальная шинная линия содержит не только прямолинейные участки, но и участки шин с поворотом (наибольшее распростране-

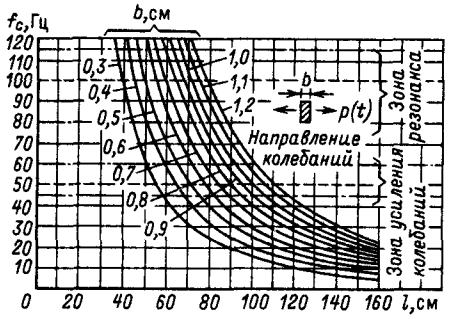



Рис. 22.16. Частотные характеристики алюминиевых шин прямоугольного сечения при расположении шин в одной плоскости широкой стороной друг к другу

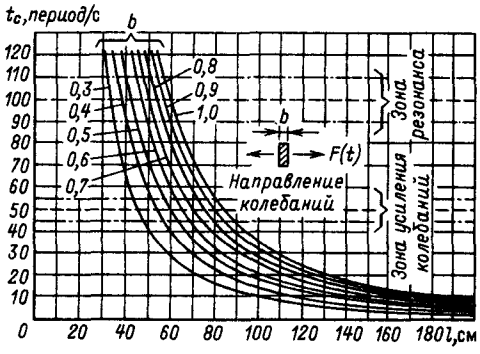



Рис. 22.17. Частотные характеристики медных шин прямоугольного сечения при расположении шин в одной плоскости широкой стороной друг к другу

ние получили секции шин с изгибом на 90°). Колебания участка шин, имеющих поворот в главных плоскостях инерции $X$ и $Y$ (рис. 22.19), существенно различны. Свободные колебания в плоскости $X$ описывают дифференциальным уравнением 4-го порядка (22.43). При исследовании свободных колебаний участка шин в плоскости $Y$ приходится решать задачу о колебаниях пространственной системы, описываемых дифференциальным уравнением 6-го порядка. Наиболее целесообразен в этом случае метод, в основу которого положено дифференциальное уравнение (22.43) колебаний прямолинейного стержня. Решение уравнения и его производные на интервале представляют как произведение матрицы – столбца начального состояния и матрицы-интервала. Решение может быть продолжено от одного интервала к другому перемножением соответствующих матриц, характеризующих интервалы

Рис. 22.18. Частотные характеристики медных и алюминиевых шин прямоугольного сечения при расположении шин в одной плоскости узкой стороной друг к другу

и промежуточные точки (в частности угол поворота) [117].

**Колебания шинной конструкции в плоскости Y.** Расчетная схема решаемой задачи представлена на рис. 22.20. При выборе расчетной схемы допускаем, что размеры поперечного сечения шинопровода незначительны по сравнению с длиной пролета, система подчиняется закону Гука; крутильные колебания вокруг своей оси незначительны и на отдельных этапах исследования их можно не учитывать; участок шино-

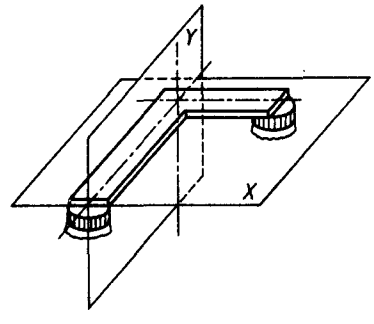



Рис. 22.19. Базовые плоскости $X$ и $Y$ шинной конструкции

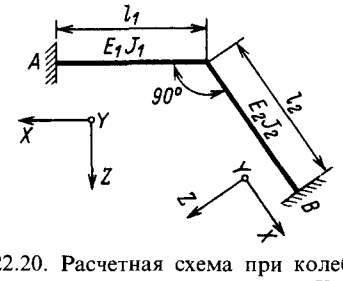



Рис. 22.20. Расчетная схема при колебаниях шинопровода в плоскости $Y$

провода имеет два жестко защемленных конца.

Тогда матричное уравнение напряженного и деформированного состояния системы получает вид

$$\psi_A = LGL\psi_B = H\psi_B, \qquad (22.50)$$

где $\psi_A$, $\psi_B$ – расширенные матрицы-столбцы напряженного и деформированного состояния сечений $A$ и $B$; $L$ – матрицы длин пролета; $G$ – матрица угла поворота.

На основании решения (22.43) и его производных, входящих в (22.50), матрицы запишем следующим образом [117]:

$$\psi_A = \begin{vmatrix} \nu_A \\ M_{x,A} \\ y_A \\ \varphi_A \\ -M_{Z,A} \\ -Q_{Z,A} \end{vmatrix} \quad \psi_B = \begin{vmatrix} \nu_B \\ M_{x,B} \\ y_B \\ \varphi_B \\ -M_{Z,B} \\ -Q_{Z,B} \end{vmatrix} \qquad (22.51)$$

Здесь $\nu$ – угол закручивания; $M_x$ – крутящий момент; $y$ – перемещение сечения при изгибе; $\varphi$ – угол поворота при изгибе; $Q_Z$ – поперечная сила. Матрица длин пролета

$$L = \begin{vmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \psi_1 & -l\psi_2 & -\frac{l^2}{EI}\psi_3 & \frac{l^3}{EI}\psi_4 \\ 0 & 0 & -\frac{k_\text{ч}^4}{l}\psi_4 & \psi_1 & -\frac{l}{EI}\psi_2 & -\frac{l^2}{EI}\psi_3 \\ 0 & 0 & k_\text{ч}^4\frac{EI}{l^2}\psi_3 & -k_\text{ч}^4\frac{EI}{l}\psi_4 & \psi_1 & l\psi_2 \\ 0 & 0 & k_\text{ч}^4\frac{EI}{l^3}\psi_2 & -k_\text{ч}^4\frac{EI}{l^2}\psi_3 & -\frac{k_\text{ч}^4}{l}\psi_4 & \psi_1 \end{vmatrix} \qquad (22.52)$$

В матрице (22.52) $\psi_1$, $\psi_2$, $\psi_3$, $\psi_4$ – нормальные фундаментальные функции Крылова [160]

$$\psi_1 = \frac{1}{2k_\text{ч}^2}(\operatorname{ch} k_\text{ч} \sin k_\text{ч} - \operatorname{sh} k_\text{ч} \cos k_\text{ч});$$

$$\psi_2 = \frac{1}{2k_\text{ч}^2}\operatorname{sh} k_\text{ч} \sin k_\text{ч};$$

$$\psi_3 = \frac{1}{2k_\text{ч}}(\operatorname{ch} k_\text{ч} \sin k_\text{ч} + \operatorname{sh} k_\text{ч} \cos k_\text{ч});$$

$$\psi_4 = \frac{1}{2}(1 + \operatorname{ch} k_\text{ч} \cos k_\text{ч}).$$

Учитывая при выборе расчетной схемы четвертое допущение, заменяем элементы, характеризующие крутильные колебания в матрицах пролетов, единичной матрицей. Матрицу угла поворота шины на 90° записывают следующим образом:

$$G = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{vmatrix} \qquad (22.53)$$

Краевые условия для шины, защемленной с двух сторон,

$$\begin{vmatrix} 0 \\ M_{x,A} \\ 0 \\ 0 \\ -M_{Z,A} \\ -Q_{y,A} \end{vmatrix} = H \times \begin{vmatrix} 0 \\ M_{x,B} \\ 0 \\ 0 \\ -M_{Z,B} \\ -Q_{y,B} \end{vmatrix}$$

Поскольку в матрицах-столбцах $\psi_A$, $\psi_B$ три из шести составляющих равны нулю, то, вычеркивая соответствующие строки и столбцы матрица-произведения $H$, получаем искомое характеристическое уравнение собственных колебаний рассматриваемой механической системы

$$\begin{vmatrix} H_{12} & H_{15} & H_{16} \\ H_{32} & H_{35} & H_{36} \\ H_{42} & H_{45} & H_{46} \end{vmatrix} = 0. \qquad (22.54)$$

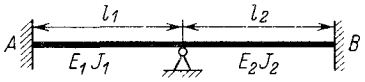



Рис. 22.21. Расчетная схема при колебаниях шинопровода в плоскости $X$

После раскрытия определителя (22.54), соответствующих алгебраических преобразований получим характеристическое уравнение

$$\left.\begin{aligned}&\left(\frac{l_1^3}{E_1I_1}+\frac{l_2^3}{E_2I_2}\right)\left(-\frac{1}{2k_ч^4}\operatorname{sh}k_4\sin k_ч\right)\times\\&\times\frac{1}{2k_ч}(\operatorname{ch}k_ч\sin k_ч+\cos k_ч\operatorname{sh}k_ч)=0;\\&\operatorname{th}k_ч=-\operatorname{tg}k_ч.\end{aligned}\right\}\quad(22.55)$$

Решение (22.55) проводилось графическим способом. Первый наименьший корень $k_ч = 2{,}73$.

**Колебания шинной конструкции в плоскости $X$.** В этом случае плоскую рамную конструкцию заменяют эквивалентной ей двухпролетной неразрезной балкой [115]. Расчетная схема решаемой задачи приведена на рис. 22.21; частотное уравнение, полученное на основе матричного метода продолжения решения, имеет вид

$$2\operatorname{sh}k_ч\sin k_ч(\operatorname{ch}k_ч\cos k_ч-1)-$$
$$-3(\operatorname{ch}k_ч\sin k_ч-\operatorname{sh}k_ч\cos k_ч)=0.$$

Наименьший корень этого уравнения, определяемый графически, $k_ч = 3{,}56$.

Если предположить, что реальная шинная линия содержит различные участки шины, между которыми отсутствует упругая связь, то параметры частоты свободных колебаний отдельных ее пролетов различны. Такую шинную линию называют неоднородной. Вычисление частоты собственных колебаний такой линии по одному значению параметра частоты не определит условий попадания в резонанс. В этом случае целесообразно говорить не о критических значениях частоты, а о критической области возможных значений частот. Зона возможных значений частот ограничивается предельными значениями параметра частоты собственных колебаний.

Верхний предел $k_ч = 4{,}73$, нижний предел $k_ч = 2{,}73$.

Для облегчения инженерных расчетов авторами предложены номограммы (рис. 22.22, 22.23). На номограммах представлены зависимости частоты собственных колебаний шинной конструкции от геометрического размера $b/l^2$ для определенного параметра частоты. Номограммы могут быть использованы для определения области возможных значений частот в любой из главных плоскостей инерции $X$, $Y$ (рис. 22.18), необходимо только иметь в виду, что $b$ – сторона, параллельная плоскости колебаний. На рис. 22.22 представлены номограммы для алюминиевых шин, на рис. 22.23 – для шин из меди. В [115] приведены частотные характеристики шинопровода, фазы которого перпендикулярны и расположены в разных плоскостях.

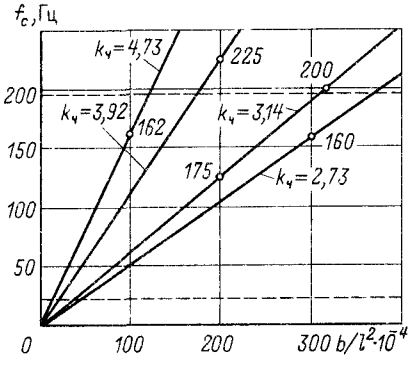



Рис. 22.22. Номограммы для определения области возможных значений частоты собственных колебаний алюминиевых шин прямоугольного сечения

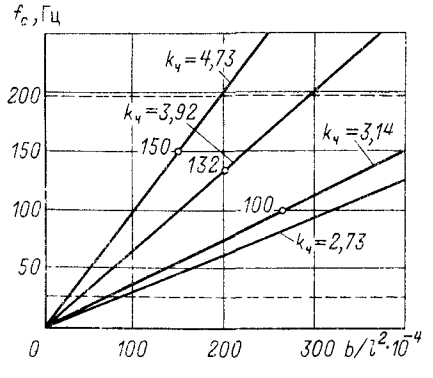



Рис. 22.23. Номограммы для определения области возможных значений частоты собственных колебаний медных шин прямоугольного сечения

РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ ТРЕТИЙ

# ЦЕХОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

## 23.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Электрические сети напряжением до 1 кВ обслуживают технологические процессы на промышленных предприятиях. Доля приемников электроэнергии низкого напряжения составляет 60 – 80% всех потребителей. Укрупнение мощностей и рост производительности технологических агрегатов, а также автоматизация многочисленных производственных процессов требуют постоянного совершенствования и повышения надежности разветвленных внутрицеховых электрических сетей, внедрения новых технических решений и электрооборудования. Сети низкого напряжения промышленных предприятий отличаются большим числом электродвигателей, элементов пусковой и защитной аппаратуры и коммутационных аппаратов. В них расходуется огромное количество проводникового материала и кабельной продукции. Поэтому рациональное построение цеховых электрических сетей имеет важное народнохозяйственное значение. Источниками питания этих сетей являются цеховые трансформаторные подстанции. Схемы цеховых сетей строят в соответствии с конкретными требованиями производства (технологический процесс, конструктивное исполнение сети, универсальность сети и достаточная гибкость их при перестановке или замене оборудования в случае перехода на другой технологический процесс).

Конструктивное исполнение цеховой сети должно обеспечивать безопасность ее эксплуатации в зависимости от окружающей среды в цехе, перестановку оборудования в цехе без перерыва электроснабжения, защиту токоведущих частей сети от механических повреждений, а также удобство и безопасность при обслуживании приемников электроэнергии в условиях эксплуатации.

## 23.2. КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ЦЕХОВЫХ СЕТЕЙ

В последнее время способы выполнения внутрицеховых электросетей изменяются в направлении повышения их экономичности, надежности, эксплуатационных удобств. Так, подземная прокладка кабелей в каналах, туннелях, блоках и трубах уступает место открытой раскладке кабелей и проводов на металлических конструкциях, лотках, тросах и струнах; с другой стороны, кабельные сети заменяют магистральными и распределительными шинопроводами. Основные требования, предъявляемые в настоящее время к внутрицеховым электросетям, заключаются в обеспечении:

а) надежности, т. е. минимальной повреждаемости сети при механических воздействиях окружающего оборудования и обслуживающего персонала и вредном воздействии окружающей среды;

б) универсальности, т. е. способности сети к подключению новых нагрузок без замены, перекладки или усиления проводников;

в) гибкости, т. е. возможности легко и просто вносить изменения в действующую сеть и приспосабливать ее к новым условиям работы при увеличении количества цеховых приемников, изменении их характера и размещения.

Наиболее полно этим требованиям удовлетворяют сети, выполненные открытыми, закрытыми или защищенными магистральными и распределительными шинопроводами. Их достоинствами являются высокая степень индустриализации электромонтажных работ, удобство выполнения ответвлений. Ниже приведено сравнение по экономическим показателям внутрицеховых питающих и распределительных сетей, выполненных с помощью комплектных закрытых магистральных и распределительных шинопроводов типов ШМА, ШЗМ, ШРА (рис. 23.1, 23.2), открытых шинопроводов (с алюминиевыми шинами) на металлоконструкциях, кабелей типов АВВГ и АсВВ (с поливинилхлоридной изоляцией в поливинилхлоридной оболочке, с алюминиевыми жилами). Сети, выполненные комплектными шинопроводами, наиболее предпочтительны для внутрицеховой передачи электроэнергии вследствие своей универсальности, гибкости и надежности. Конструкция их позволяет с наименьшими затратами времени изменять конфигурацию сети при изменении технологического процесса, перестановке или добавлении приемников. Применение комплектных шинопроводов обеспечивает экономию дефицитных стальных труб, а также соответствие конструкции и технологии монтажа внутрицеховых сетей прогрессивному конвейерному методу изготовления и мон-

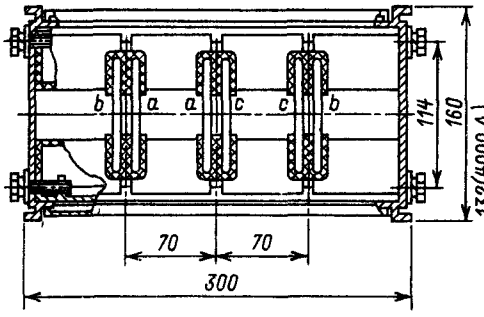



Рис. 23.1. Поперечное сечение шинопроводов ШМА73 и ШМА73П

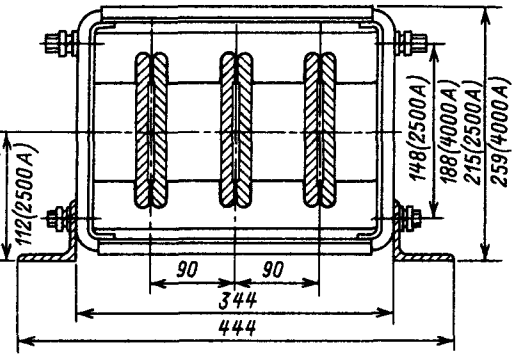



Рис. 23.2. Поперечное сечение шинопроводов ШМА68-Н на 2500 и 4000 А

тажа блоков покрытий промышленных зданий.

Комплектные шинопроводы выполняют закрытыми – с шинами, вмонтированными в сплошной короб, и защищенными – с шинами, закрытыми коробом или сеткой от случайного прикосновения; в связи с этим закрытые шинопроводы можно устанавливать на любой высоте, а защищенные – на высоте не менее 2,5 м от уровня пола. По назначению шинопроводы делят на магистральные, рассчитанные на большой ток, с малым количеством ответвлений, и распределительные, выполненные на меньшие токи и большое количество присоединений. Магистральные шинопроводы являются промежуточным звеном в передаче электроэнергии от трансформаторов к распределительным шинопроводам. Их применение позволило отказаться от громоздких распределительных щитов на подстанциях, обязательных при передаче электроэнергии кабельными линиями. Комплектные закрытые и защищенные шинопроводы изготовляют на заводах Министерства монтажных и специальных строительных работ СССР и УССР.

Открытые шинопроводы трех- и четырехпроводные выполняют голыми шинами, проложенными на изоляторах, устанавливаемых на конструкциях – кронштейнах или траверсах, которые крепят обычно на нижнем поясе ферм; их могут монтировать также на стенах, колоннах, вдоль ферм здания. Для получения необходимой стрелы провеса натяжные открытые шинопроводы крепят к стенам в крайних пролетах, причем с одной стороны крепление глухое, а с другой – регулируемое. Открытые шинопроводы устанавливают на высоте, недоступной для случайного прикосновения, но не менее чем на 3,5 м от пола. Открытые шинопроводы применяют в бескрановых пролетах небольшой высоты, например в цехах машиностроительных заводов. Индустриализация монтажа может быть достигнута за счет предварительного изготовления в мастерских монтажно-заготовительного участка (МЗУ) прямых, угловых, тройниковых и подгоночных секций по аналогии с секциями комплектных закрытых и защищенных токопроводов с последующей их сборкой на месте монтажа.

Сети, выполненные открыто проложенными на конструкциях кабелями, отличаются высокой надежностью, в частности в условиях химически агрессивной среды и во взрывоопасных помещениях (в последнем случае – с медными жилами), а также отсутствием механических повреждений. Оболочки кабеля алюминиевые или поливинилхлоридные без брони, например марки АВВГ. Бронированные кабели применяют при необходимости защиты их от случайных повреждений. В связи с относительной дороговизной и дефицитностью кабели заменяют проводами на лотках или в коробах или на скобах или тросах. Кабель марки АсВВ рекомендуют для прокладки магистрали при отсутствии или малом количестве ответвлений (не более двух-трех), на линиях со сложной трассой прохождения (трасса имеет много поворотов и размещена на разных уровнях) или когда трасса проходит в стесненных условиях и для прокладки цепей электроснабжения предусмотрена минимальная площадь. Наиболее целесообразно по условиям надежности и экономичности комбинированное использование шинопроводов и кабелей марки АсВВ, особенно при сложных трассах внутрицеховой передачи электроэнергии,

а также при необходимости защиты от воздействия окружающей среды.

В табл. 23.1 приведены технические данные внутрицеховых электрических сетей.

*Технико-экономическое сравнение* вариантов цеховой электрической сети, выполненной шинопроводами и кабелями, показывает следующее.

1) При малых нагрузках (400 – 600 А) приведенные затраты на питающую сеть, выполненную различными способами, отличаются незначительно, однако комплектные шинопроводы типа (ШРА-73) предпочтительнее при любой длине сети (20 – 100 м). При средних нагрузках (600 – 1000 А) шинопроводы предпочтительнее лишь при малой длине питающей сети. При увеличении длины кабельная прокладка становится более экономичной за счет уменьшения долевого участия стоимости шкафов отходящих линий. С ростом нагрузок наиболее экономичными становятся открытые шинопроводы (закрытые шинопроводы несколько уступают им), так как растет удельный вес затрат на шкафы отходящих линий для кабельной сети.

2) С увеличением количества приемников электроэнергии уменьшаются приведенные затраты сети, выполненной шинопроводами, за счет уменьшения в ней потерь (шинопроводы в конце линии недоиспользуются по току).

*В кабельных линиях с изменением* количества приемников электроэнергии не наблюдается пропорционального изменения приведенных затрат, так как при разном количестве приемников электроэнергии на приведенные затраты сильно влияет стоимость шкафов отходящих линий, особенно с автоматическими выключателями типа «Электрон». В связи с этим при технико-экономических расчетах необходимо уточнять количество и тип отходящих шкафов или распределительных пунктов в зависимости от количества приемников электроэнергии, что может сильно сказаться на результатах сравнения.

Кроме экономичности внутрицеховые сети оценивают по надежности, универсальности, гибкости, промышленной эстетике. Этим требованиям наиболее удовлетворяют шинопроводы, состоящие из сборных элементов, пригодных для быстрого монтажа и демонтажа с многократным использованием их. При этом комплектные шинопроводы как законченные заводские изделия

Таблица 23.1. **Технические данные внутрицеховых электрических сетей**

| Нагрузка, А | Тип токопровода | Допустимый ток | | Сопротивление на фазу, Ом/км | | Масса на 1 км, кг | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | по нагреву | по экономической плотности | $R$ | $X$ | алюминия | черных металлов | изоляционных материалов |
| 4000 | ШМА-68-Н | 5100 | 3850 | 0,013 | 0,02 | 34 700 | 15 800 | – |
| | Ал. 14 (100 × 10) | 4150 | 4000 | 0,013 | 0,033 | 38 000 | 9400 | – |
| | АВВГ 18 (3 × 150 + 1 × 50) | 3650 | 3700 | 0,0115 | 0,0033 | 24 500 | 11 000 | 23 500 |
| | АсВВ 10 (1 × 1800) | 4380 | 5400 | 0,0055 | – | 49 000 | 11 000 | – |
| 2500 | ШМА-68-Н | 3200 | 2400 | 0,027 | 0,023 | 2500 | 10 000 | – |
| | Ал. 10 (80 × 10) | 3100 | 2400 | 0,0165 | 0,048 | 21 800 | 9400 | – |
| | АВВГ 12 (3 × 150 + 1 × 50) | 2440 | 2400 | 0,0106 | 0,005 | 16 300 | 10 400 | 15 700 |
| | АсВВ 7 (1 × 1500) | 2660 | 3000 | 0,0096 | – | 28 600 | 11 000 | 12 700 |
| 1600 | ШМА-73 | 2150 | 1440 | 0,031 | 0,017 | 15 500 | 8200 | – |
| | ШЗМ 16 | 2860 | 2000 | 0,018 | 0,012 | 19 000 | 9400 | – |
| | Ал. 7 (80 × 10) | 2410 | 1600 | 0,0192 | 0,072 | 15 200 | 9400 | – |
| | АВВГ 8 (3 × 150 + 1 × 50) | 1600 | 1630 | 0,026 | 0,0075 | 11 800 | 9800 | 9500 |
| | АсВВ 3 (1 × 2000 + 1 × 1000) | 1615 | 2000 | 0,0147 | – | 19 000 | 9800 | – |
| 630 | ШРА-73 | 960 | 40 | 0,085 | 0,075 | 4350 | 14 050 | – |
| | Ал. 3 (100 × 6) + 1 (5 × 60) | 1425 | 600 | 0,063 | – | 5700 | 9050 | – |
| | АВВГ 3 (3 × 150 + 1 × 50) | 640 | 650 | 0,069 | 0,02 | 4060 | 4000 | 3950 |
| | АсВВ 4 (1 × 1000) | 1060 | 1000 | 0,0029 | – | 10 800 | 10 400 | 6800 |
| 400 | ШРА-73 | 665 | 250 | 0,13 | 0,1 | 2710 | 12 490 | – |
| | Ал. 3 (60 × 6) + 1 (40 × 5) | 870 | 360 | 0,102 | 0,163 | 3460 | 9050 | – |
| | АВВГ 2 (3 × 150 + 1 × 50) | 435 | 445 | 0,104 | 0,0298 | 2710 | 4000 | 2614 |
| 250 | ШРА-73 | 470 | 175 | 0,2 | 0,1 | 1900 | 10 000 | 2100 |
| | Ал. 3 (50 × 5) + 1 (30 × 4) | 665 | 250 | 0,14 | 0,18 | 2360 | 9050 | |
| | АВВГ 2 (3 × 120 + 1 × 50) | 370 | 224 | 0,13 | 0,03 | 2250 | 4000 | |

имеют значительные преимущества по сравнению с открытыми шинными магистралями, изготовляемыми в МЗУ.

Открытые магистральные шинопроводы, несмотря на их экономичность, выражающуюся в меньшей стоимости, имеют существенные недостатки: требуют больших затрат труда и времени на изготовление и монтаж, менее удобны в эксплуатации с точки зрения безопасности и надзора за техническим состоянием, имеют ограничения по расстояниям между шинами, до строительных конструкций и т. д.

На изготовление и монтаж открытых магистралей по сравнению с комплектными шинопроводами требуется в 4 – 5 раз больше времени и в 2 – 3 раза больше рабочих высокой квалификации, что при современных темпах строительства имеет существенное значение. По условиям техники безопасности открытые магистрали прокладывают на большой высоте (выше нижнего пояса ферм), что требует дополнительных затрат проводникового материала на ответвления к приемникам электроэнергии. В некоторых случаях верхняя часть производственных помещений загромождена вентиляционными коробами и прочими техническими коммуникациями, отчего прокладка шинных магистралей бывает затруднена или требуется ограждение по всей длине. Закрытые шинопроводы прокладывают на высоте 2,5 – 3 м от любых коммуникаций и установок.

Монтаж шинопроводов, прокладываемых на большой высоте, требует сооружения дорогих лесов и подмостей, в то время как закрытые комплектные шинопроводы можно монтировать с гидро- и автовышек, с передвижных вышек, лестниц, стремянок более крупными узлами, которые собирают из отдельных секций на полу. Комплектуемые магистрали из секций шинопроводов не нуждаются в дополнительной выверке токоведущих частей, в то время как голые шины должны прокладываться с тяжением $9{,}8 \cdot 10^5$ Па (0,1 кгс/мм$^2$) при температуре 25 – 30 °С и стреле провеса 100 – 120 мм. Наличие открытых магистралей усложняет работы в предпусковом и пусковом периодах, затрудняет их совместное выполнение.

Одновременно со строительными и монтажными работами часто ведутся наладка, обкатка, опробование и временная эксплуатация части оборудования (отопление, вентиляция, освещение и т. п.). Окончание монтажа, испытание вентиляционных устройств, технологических трубопроводов, окраска ферм и других конструкций, остекление оконных проемов и прочие работы не дают возможности подать напряжение по постоянной схеме при наличии открытых магистралей. В результате приходится сооружать временные ненадежные схемы питания, что сопряжено с перерасходом средств и материалов.

Таблица 23.2. **Основные технические данные магистральных шинопроводов переменного тока серий ШМА-76, ШМА-73, ШМА-68-Н, ШМЗ-16**

| Показатели | Шинопроводы | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | ШМА-76* | ШМА-73 | ШМА-68-Н | | ШЗМ-16 |
| Номинальный ток, А | 1000 | 1600 | 2500 | 4000 | 1600 |
| Номинальное напряжение, В | 660 | 660 | 600 | 660 | 660 |
| Электродинамическая стойкость к ударному току КЗ, кА | 70** | 70 | 70 | 100 | 70 |
| Сопротивление на фазу, Ом/км: | | | | | |
| активное | $58{,}2 \cdot 10^{-6}$ | 0,031 | 0,02 | 0,013 | 0,017 |
| индуктивное | $50{,}2 \cdot 10^{-6}$ | 0,017 | 0,02 | 0,02 | 0,02 |
| полное | $76{,}8 \cdot 10^{-6}$ | 0,036 | 0,035 | 0,024 | 0,07 |
| Сопротивление петли фаза – нуль (среднее), Ом/км: | | | | | |
| активное | $95{,}6 \cdot 10^{-6}$ | 0,072 | – | – | – |
| индуктивное | $141 \cdot 10^{-6}$ | 0,098 | – | – | – |
| полное | $172 \cdot 10^{-6}$ | 0,123 | – | – | – |
| Степень защиты по ГОСТ 14254 – 80 | IP32*** | IP20 | IP20 | IP20 | IP31 |

* Изготовляют несерийно.
** Для присоединительных секций. Для остальных секций 40 кА.
*** Для ответвительных секций. Для остальных секций IP20. Шины изолированы.

Примечание. С 1986 г. прекращен выпуск магистрального шинопровода ШМА-73. Вместо него будет поставляться новый шинопровод ШМА-16 на тот же номинальный ток, но с улучшенными электрическими параметрами. Номенклатура элементов шинопроводов ШМА-16 и ШМА-73 идентична

Таким образом, применение комплектных шинопроводов отвечает задачам наибольшей индустриализации, обеспечивает совмещение строительно-монтажных работ, сокращает продолжительность строительства. В ряде случаев комплектные шинопроводы оказываются более экономичными при сравнении различных вариантов внутрицеховой сети. И хотя применение закрытых шинопроводов приводит даже к некоторому увеличению приведенных затрат, перечисленные выше достоинства (удобство в обслуживании и монтаже, надежность и гибкость) позволяют все же отдавать им предпочтение перед кабельной сетью и открытыми шинопроводами.

Сравнение экономических показателей внутрицеховых сетей, выполненных с помощью комплектных закрытых шинопроводов и открытых шинопроводов и кабелей, показывает, что обладающие значительными техническими и эксплуатационными преимуществами комплектные закрытые шинопроводы не вызывают существенного удорожания сети, по приведенным затратам сопоставимы с открытыми шинопроводами и кабельными сетями, а в некоторых случаях экономичнее последних благодаря большому удельному весу затрат на шкафы в кабельных сетях.

Таблица 23.3. **Основные технические данные магистральных шинопроводов постоянного тока серий ШМАД-70, ШМАДК-70**

| Серия | Номинальный ток, А | Электродинамическая стойкость, кА | Число и сечение шин на полюс | Степень защиты по ГОСТ 14254—80 |
|---|---|---|---|---|
| ШМАД-70 | 1600 | 60 | 2(80×8) | IP00 |
| | 2500 | 80 | 3(80×8) | IP00 |
| | 4000 | 110 | 3(120×10) | IP00 |
| | 6300 | 125 | 3(160×12) | IP00 |
| ШМАДК-70 | 1600 | 60 | 2(80×8) | IP20 |
| | 2500 | 80 | 3(80×8) | IP20 |
| | 4000 | 110 | 3(120×10) | IP20 |
| | 6300 | 125 | 3(160×12) | IP20 |

Таблица 23.4. **Основные технические данные распределительных шинопроводов серий ШРМ-75 и ШРА-73**

| Показатели | Шинопроводы | | | |
|---|---|---|---|---|
| | ШРМ-75 | | ШРА-73 | |
| Номинальное напряжение, В | 380/220 | 380/220 | 380/220 | 380/220 |
| Номинальный ток, А | 100 | 250 | 400 | 630 |
| Электродинамическая стойкость к ударному току КЗ, кА | 10 | 15 | 25 | 35 |
| Размеры шин, мм | 3,55×11,2 | 35×5 | 50×5 | 80×5 |
| Сопротивление на фазу, Ом/км: | | | | |
| активное | — | 0,2 | 0,13 | 0,085 |
| индуктивное | — | 0,1 | 0,1 | 0,075 |
| полное | — | 0,24 | 0,16 | 0,11 |
| Линейная потеря напряжения, В, на длине 100 м при $\cos\varphi = 0{,}8$ | — | 9,5 | 11,5 | 12,5 |
| Степень защиты по ГОСТ 14254—80 | IP32 | IP32 | IP32 | IP32 |

Примечание. Заводы изготовляют распределительные шинопроводы ШРА-У-2-1, ШРА-У-4-1, ШРА-У-6-1 на номинальные токи соответственно 250, 400, 630 А, напряжение 500 В в исполнении IP20.

Таблица 23.5. **Основные технические данные осветительных шинопроводов серий ШОС-67, ШОС-73, ШОС-73А**

| Показатели | Шинопроводы | | |
|---|---|---|---|
| | ШОС-67 | ШОС-73 | ШОС-73А |
| Номинальный ток, А | 25 | 100 | 63 |
| Номинальное напряжение, В | 380/220 | 380/220 | 380/220 |
| Электродинамическая стойкость к ударному току КЗ, кА | — | 5 | 5 |
| Номинальный ток штепселя, А | 10 | 10 | 10 |
| Степень защиты по ГОСТ 14254—80 | IP32 | IP32 | IP32 |

Таблица 23.6. **Основные технические данные троллейных шинопроводов серий ШТМ73, ШТМ72, ШТМ75 (по ТУ 36-1954–76) и ШТМ76 (по ТУ 36-2098–77)**

| Показатели | Шинопроводы * | | |
|---|---|---|---|
| | ШТМ73, ШТМ75 | ШТМ72, ШТА75 | ШТМ76 |
| Номинальный ток, А | 250 | 400 | 100 |
| Номинальное напряжение, В | 660 | 660 | 36–380 переменного тока; 24–220 постоянного тока |
| Частота, Гц | 50–60 | 50–60 | 17–60 |
| Номинальный ток, А: | | | |
| токосъемной каретки | – | – | 10,25 |
| токосъемной каретки со сборкой зажимов | 25 5 | 100 | – |
| спаренной токосъемной каретки | – | – | 15,40 |
| спаренной токосъемной каретки со сборкой зажимов | 50 | 200 | – |
| Электродинамическая стойкость к ударному току КЗ, кА | 10 | 15 | 5 |
| Число шин | 3 | 3 | 4 |
| Степень защиты по ГОСТ 14254–80 | IP12 | IP12 | IP14 IP12 с нижней стороны |

* Шинопроводы серий ШТМ73, ШТМ72 и ШТМ76 изготовляют с медными троллеями и поставляют при надлежащем обосновании. Шинопроводы ШТА75 изготовляют с алюминиевыми троллеями из сплава АД31Т1.

Таблица 23.7. **Конструкции для крепления шинопроводов**

| Назначение шинопровода | Тип шинопровода | Тип конструкции |
|---|---|---|
| Магистральный | ШМА-68Н (2500, 4000 А), ШМАД-70, ШМАДК-70, ШМА-73 (1600 А) | К881-2–К886-2 |
| Осветительный | ШОС-67 | К554, К470, К474 |
| | ШОС-73 | К889–К891 |
| Распределительный | ШРА-73 | У2080, У2081, У2084, У2085 |
| | ШРМ-75 | У2887, У2892–У2894 |
| Троллейный | ШТА-75 (250 А) | К775, К776, К780, К781 |
| | ШТА-75 (400 А) | У2220–У2224 |

**Основные технические данные распределительного шинопровода для вертикальной прокладки серии ШРА-73В**

| | |
|---|---|
| Номинальный ток, А | 400 (при вертикальной прокладке может быть снижен на 10–15% по условиям допустимого нагрева) |
| Частота, Гц | 50 |
| Номинальное напряжение, В | 380/220 |
| Степень защиты по ГОСТ 14254–80 | IP32 |
| Электродинамическая стойкость ударному току КЗ, кА | 15 |
| Компенсация температурного удлинения шин в пределах этажа здания, мм | До 6 |
| Высота этажа здания, м | 2,25–6 и выше |

Улучшение экономических показателей магистральных и распределительных шинопроводов можно получить расширением их номенклатуры по току, а также за счет уменьшения сечения по длине шинопроводов по мере снижения нагрузки.

Основные технические данные шинопроводов приведены в табл. 23.2–23.6, а типы креплений – в табл. 23.7.

## 23.3. СХЕМЫ ЦЕХОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Цеховые сети выполняют по схемам рис. 23.3. Схемы имеют питающую линию *1* и распределительную сеть *2*. От шин низкого напряжения цеховой трансформаторной подстанции отходит питающая линия, которая по радиальной или магистральной схеме обеспечивает питание цеховых распределительных пунктов (рис. 23.3, *а* и *б*). По магистральной схеме (рис. 23.3, *в*) возможно и прямое питание потребителей, особенно при конструктивном исполнении питающей линии в виде шинопровода. Распределительная сеть питает приемники электроэнергии от цеховых распределительных пунктов (рис. 23.3, *а* и *б*). При питании по схеме рис. 23.3, *в* элемент распределительной сети заменяют ответвлением питания от шинопровода.

Радиальную схему питания (рис. 23.3, *а*) рекомендуют для достаточно мощных приемников электроэнергии, особенно когда они сосредоточены вместе (насосные, компрессорные, вентиляционные станции и т. п.). Магистральная схема питания (рис. 23.3, *б* или *в*) имеет преимущественное применение для равномерно распределенной нагрузки в цехах, когда приемники расположены достаточно близко друг к другу. Магистральные схемы удобны для машиностроительных производств, где перегруппировки приемников, изменения технологического процесса – явления достаточно частые. В таких схемах применяют не только магистральные шинопроводы, но и магистрали, выполненные неизолированными проводами. Обычно магистрали рассчитывают на значительную пропускную способность для удобства питания при изменении технологического процесса производства и замены приемников новыми, более мощными. Распределительные сети (от цеховых распределительных пунктов) выполняют по радиальной схеме, что дает возможность оперативно заменять или переносить приемники электроэнергии, не оказывая влияния на общецеховую систему электроснабжения.

К достоинствам радиальных схем относят повышенную надежность электроснабжения (при аварии в питающей линии лишается питания ограниченная группа приемников или отдельный приемник), гибкость сети в отношении расширения (для новых групп приемников прокладывают самостоятельные питающие сети), а также приспособленность к автоматизации и организации целесообразного управления.

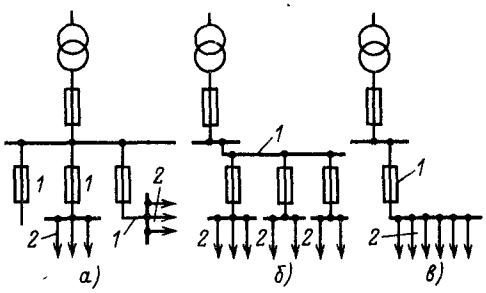



Рис. 23.3. Схемы цеховых питающих сетей: *а* – радиальная; *б* – магистральная с сосредоточенными нагрузками; *в* – магистральная с равномерно распределенной нагрузкой; *1* – питающая линия; *2* – распределительная сеть

Недостатками радиальных схем являются большие первоначальные вложения на сооружение сети, наличие на цеховых подстанциях щитов до 1000 присоединений из-за большого числа отходящих радиальных линий.

К достоинствам магистральных схем относят относительно небольшие первоначальные вложения на сооружение сети, возможность осуществления сети без распределительных щитов или со щитами на малое количество присоединений, удобство выполнения сети шинопроводами.

Недостатками магистральных схем являются пониженная надежность электроснабжения (при повреждении магистрали прекращается питание многих подключенных к ней приемников), затруднения в некоторых случаях при автоматизации и применении дистанционного управления.

Одной из разновидностей магистральной схемы является схема блока трансформатор – магистраль (БТМ) (рис. 23.4). Эта схема универсальна, обеспечивает достаточно высокую надежность, экономию в материалах и аппаратуре. Упрощаются схема и конструкция цеховой трансформаторной подстанции на стороне низкого напряжения. Схему БТМ широко применяют для питания цеховых сетей механических цехов машиностроительных заводов с поточным производством.

Для обеспечения универсальности цеховых сетей необходимо выбирать питающую магистраль по пропускной способности, рассчитанной на передачу полной мощности питающего трансформатора; распределительные шинопроводы, прокладываемые вдоль рядов технологического оборудования вблизи приемников, рассчитать по пропускной способности на максимальную нагрузку,

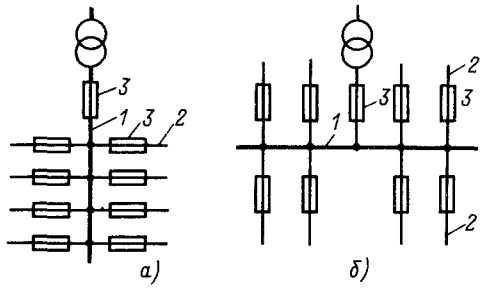



Рис. 23.4. Схема питания блоков трансформатор – магистраль:

*а* – выход магистрали в одном направлении; *б* – выход магистрали в двух направлениях; *1* – питающая магистраль; *2* – распределительная магистраль; *3* – аппараты управления и защиты

возможную на обслуживаемом ими участке цеха, а по конструкции – допускающими подключение к ним приемников цеха практически в любом месте.

Резервирование в цеховых сетях применяется только для приемников I категории.

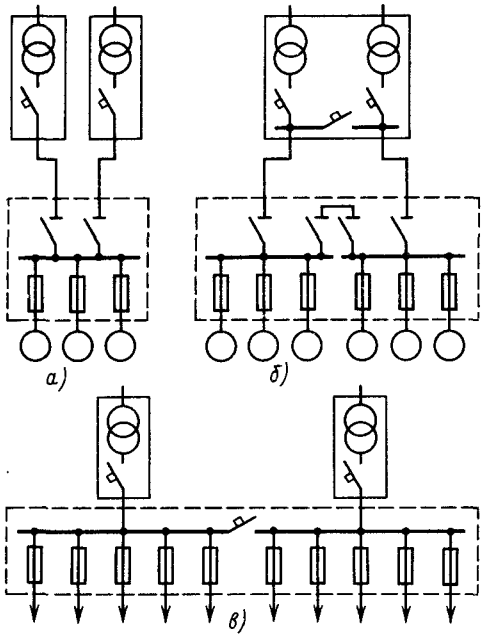



Рис. 23.5. Схема резервирования питания приемников 1-й и 2-й категорий:

*а* – от двух разных подстанций; *б* – от одной двухтрансформаторной подстанции; *в* – от двух разных подстанций при выполнении сети на стороне низкого напряжения по схеме блока трансформатор – магистраль

Схемы резервирования питания (рис. 23.5, *б* и *в*) предусматривают подвод питания от разных трансформаторных подстанций или от двух трансформаторов одной подстанции. Каждую питающую линию рассчитывают на полную нагрузку группы приемников I категории. Нормально в работе должны быть все питающие линии.

При подводе питания к сети цеха от нескольких БТМ между шинными магистралями в местах их сближения выполняют нормально разомкнутые перемычки с пропускной способностью 40 – 70% мощности трансформатора (рис. 23.5, *б*). Перемычки обеспечивают частичное резервирование и позволяют в часы малых нагрузок питать сеть цеха от одной подстанции, отключив остальные.

## 23.4. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ ВО ВЗРЫВООПАСНЫХ ЗОНАХ

Электрические сети во взрывоопасных зонах всех классов выполняют изолированными проводами. Применять неизолированные провода запрещается. Это относится также и к крановым троллеям всех видов. В зонах классов В-I и В-Iа применяют провода с медными жилами; в зонах классов В-Iб, В-Iг, В-II и В-IIа могут применяться проводники с алюминиевыми жилами. Во взрывоопасных зонах всех классов могут применяться провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией и кабели с бумажной, резиновой и поливинилхлоридной изоляцией в свинцовой и поливинилхлоридной оболочке. Кабели в алюминиевой оболочке в зонах классов В-I и В-Iа применять запрещается, в зонах классов В-Iб, В-Iг, В-II и В-IIа – допускается. Провода и кабели с полиэтиленовой изоляцией и оболочкой во взрывоопасных зонах всех классов применять запрещается.

Через помещения с взрывоопасными зонами всех классов и снаружи, по их стенам, запрещается прокладывать не относящиеся к ним (транзитные) трубы электропроводки и кабельные линии всех напряжений.

В осветительных сетях помещений с взрывоопасными зонами класса В-I разрешается прокладывать только ответвления от групповых линий. Прокладка самих групповых линий в зонах класса В-I запрещается.

В помещениях с взрывоопасными зонами классов В-Iа, В-Iб, В-II и В-IIа рекомендуется групповые линии осветительной сети прокладывать вне взрывоопасных зон. В случае затруднений в выполнении этой рекомен-

дации их прокладывают в зонах В-Iа, В-Iб, В-II и В-IIа, но при этом количество соединительных и ответвительных коробок, устанавливаемых внутри взрывоопасных зон, должно быть по возможности минимальным.

Токоподводы к электрическим кранам, тельферам и другим передвижным механизмам, расположенным во взрывоопасных зонах всех классов, выполняют переносным гибким кабелем с медными жилами с резиновой изоляцией, в резиновой маслобензиностойкой оболочке, не распространяющей горение.

Шинопроводы во взрывоопасных зонах классов В-I, В-Iг, В-II и В-IIа применять запрещается. В зонах классов В-Iа и В-Iб допускается применять шинопроводы с изолированными шинами, в металлическом кожухе, со степенью защиты IP31. В зонах класса В-Iа шины должны быть медными; в зонах класса В-Iб шины могут быть алюминиевыми. Неразъемные соединения шин выполняют сваркой, а болтовые – с приспособлениями против самоотвинчивания.

Сечение проводников во взрывоопасных зонах всех классов в сетях напряжением до 1 кВ выбирают по длительно допустимым токам нагрузки, значения которых определяют в зависимости от вида защитного аппарата (табл. 23.8). Выбранное сечение не должно быть меньше, чем это требуется по расчетному току. Сечения ответвлений к электродвигателям с короткозамкнутым ротором выбирают с таким расчетом, чтобы они допускали нагрузку не менее 125% номинального тока электродвигателя.

Питающие линии и присоединенные к ним приемники (в том числе и ответвления к электродвигателям с короткозамкнутым ротором) в сетях напряжением до 1 кВ во взрывоопасных зонах классов В-I, В-Iа, В-II и В-IIа защищают от перегрузок и КЗ. В зонах классов В-Iб и В-Iг защиту проводников выполняют так же, как для невзрывоопасных зон.

В двухпроводных цепях с рабочим нулевым проводом (например, в осветительных сетях напряжением 380/220 В), прокладываемых в зонах класса В-I, от токов КЗ защищают фазный и рабочий нулевой провода. Для одновременного отключения фазного и рабочего нулевого проводов применяют двухполюсные выключатели. Защиту от перегрузки питающих линий и присоединенных к ним приемников в сетях напряжением выше 1 кВ в зонах всех классов выполняют во всех случаях независимо от мощности приемников. Защиту от многофазных КЗ выполняют двухрелейной. Кабели в сетях напряжением выше 1 кВ во взрывоопасных зонах всех классов проверяют по нагреву токами КЗ.

При электропроводках в стальных трубах ввод проводов в машину, аппарат или светильник выполняют совместно с трубами. Запрещается ввод этих проводов в машину, аппарат или светильник, если их вводные устройства предназначены только для ввода кабеля.

В трубе на вводе устанавливают разделительное уплотнение из уплотнительной пасты, ограничивающее распространение взрыва по трубопроводу при воспламенении смесей, проникающих извне в машину, аппарат или светильник взрывоопасных смесей. Если в конструкции вводного устройства такое уплотнение уже предусмотрено, дополнительного уплотнения устанавливать не требуется.

Таблица 23.8. **Длительно допустимый ток нагрузки проводов и кабелей в зависимости от вида защитного аппарата**

| Защитный аппарат | Длительно допустимый ток | |
|---|---|---|
| | проводов и кабелей с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией | кабелей с бумажной изоляцией |
| Предохранители с плавкой вставкой | 125% номинального тока плавкой вставки | 100% номинального тока плавкой вставки |
| Автоматический выключатель с максимальным мгновенным расцепителем | 125% тока трогания расцепителя | 100% тока трогания расцепителя |
| Автоматический выключатель с нерегулируемой обратнозависимой от тока характеристикой | 100% тока трогания расцепителя | То же |
| Автоматический выключатель с регулируемой обратнозависимой от тока характеристикой | То же | 80% тока трогания расцепителя |

В целях ограничения распространения по трубопроводу взрыва попавших туда и воспламенившихся взрывоопасных смесей и недопущения передачи взрыва в соседние помещения во взрывоопасных зонах классов В-I и В-Iа при переходе труб электропроводки из взрывоопасного помещения в невзрывоопасное, а также во взрывоопасное другого класса или с другой категорией или группой взрывоопасной смеси или наружу в местах перехода труб через стену (со стороны более высокого класса взрывоопасной зоны или более высоких категорий или группы взрывоопасной смеси) устанавливают разделительные уплотнения.

Разделительные уплотнения выполняют в специально для этой цели предназначенных коробках типа КПЛ с внутренним (локальным) объемом или коробках типа КПР (ФПЗ). Использовать коробки, не предназначенные для разделительных уплотнений (например, соединительные или ответвительные), запрещается. Разделительные уплотнения в коробках КПЛ испытывают на плотность сжатым воздухом избыточным давлением 250 кПа в течение 3 мин. Если за это время давление в коробке упадет не ниже 200 кПа, уплотнение считают выдержавшим испытание. При установке разделительных уплотнений в коробках КПР (ФПЗ) на плотность испытывают весь трубопровод. Испытание в зонах класса В-I выполняют сжатым воздухом давлением 250 кПа, в зонах класса В-Iа – давлением 50 кПа. Если в течение 3 мин давление в трубопроводе упадет не более чем на 50%, трубопровод может быть принят в эксплуатацию.

Длину кабелей, прокладываемых во взрывоопасных зонах в сетях напряжением выше 1 кВ, по возможности ограничивают. Кабели в сетях всех напряжений, прокладываемые во взрывоопасных зонах открыто (на кабельных конструкциях, в каналах, на эстакадах), не должны иметь наружного покрова из горючих материалов (джута, битума, хлопчатобумажной оплетки).

Во взрывоопасных зонах всех классов запрещается устанавливать соединительные и ответвительные кабельные муфты. Ввод кабелей в электрические машины и аппараты выполняют через имеющиеся в них вводные устройства. Места вводов уплотняют: в зонах класса В-I – кабельной массой, в зонах остальных классов – сухими заделками или резиновым кольцом, предусмотренным в конструкции вводного устройства.

Для машин большой мощности, в которых не предусмотрены вводные устройства, допускается устанавливать в зонах всех классов, за исключением класса В-I, концевые заделки в закрытых шкафах со степенью защиты IP54. Шкафы располагают в местах, доступных лишь для обслуживающего персонала (например, в фундаментной яме машины).

Отверстия в полу, перекрытиях и стенах для прохода кабелей и труб с проводами и кабелями плотно заделывают несгораемыми материалами.

Сооружение кабельных туннелей на предприятиях с наличием помещений и наружных установок с взрывоопасными зонами не рекомендуется. При необходимости кабельные туннели сооружают вне взрывоопасных зон. Кабели, прокладываемые в туннелях, не должны иметь покровов из горючих материалов. Отверстия для выхода кабелей и труб электропроводки из туннеля во взрывоопасную зону плотно заделывают несгораемыми материалами. Входы и выходы из кабельного туннеля, а также выходы вентиляционных шахт должны находиться вне взрывоопасных зон. В кабельных каналах выполняют требуемые нормами противопожарные мероприятия.

## 23.5. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ В ПОЖАРООПАСНЫХ ЗОНАХ

Электрические сети в пожароопасных зонах должны выполняться проводами и кабелями с любым видом изоляции и оболочек из материалов, не распространяющих горение, проводами и кабелями с алюминиевыми жилами, если их применение не ограничено специальными указаниями. Запрещается применять неизолированные провода.

В пожароопасных зонах всех классов разрешают все виды и способы прокладки проводов и кабелей – открыто и скрыто, в трубах, коробах и лотках, на тросах и изоляторах, в земле (в траншеях), в туннелях и на эстакадах.

Запрещается прокладка незащищенных изолированных проводов непосредственно по конструкциям из сгораемых материалов. Изолированные провода для открытой прокладки должны, как правило, применяться защищенными (трубчатые, в металлической оплетке); бронированные и небронированные кабели – в резиновой, бумажной и поливинилхлоридной оболочках.

Открытую прокладку изолированных проводов выполняют в лотках, на тросах и изоляторах; небронированных кабелей – на кабельных конструкциях, в лотках (сечением до 16 мм$^2$), на скобах непосредственно по несгораемым конструкциям. Открытые

электропроводки располагают в местах, где отсутствует возможность механических воздействий и которые удалены от скоплений горючих материалов не менее чем на 1 м.

В пожароопасных зонах всех классов (внутри помещений и снаружи) небронированные кабели прокладывают в кабельных каналах, которые в помещениях закрыты железобетонными плитами или рифленым стальным листом, снаружи – железобетонными плитами. При возможности механических воздействий изолированные провода и небронированные кабели прокладывают в стальных тонкостенных (электросварных) трубах или в стальных коробах. Электропроводки в стальных тонкостенных трубах прокладывают открыто в помещениях с пожароопасными зонами, за исключением помещений сырых и с химически активными средами.

Коробки для соединения и ответвления изолированных проводов (в том числе проложенных в стальных трубах) и небронированных кабелей сечением до 16 мм$^2$ должны быть со степенью защиты не менее IП4Х. Степень защиты от воды (цифра вместо буквы Х) устанавливают в зависимости от окружающей среды. Коробки, выполненные из металла, должны иметь внутри надежную изоляцию. Пластмассовые коробки изготовляют из трудносгораемой пластмассы. Скрытые электропроводки выполняют в стенах и потолках, в подливке пола и фундаментах машин изолированными проводами и небронированным кабелем в металлических тонкостенных трубах.

Бронированные кабели применяют для открытой прокладки в пожароопасных зонах внутри помещений и снаружи, в местах, где необходима защита от механических воздействий. Во всех случаях необходимость применения бронированных кабелей должна быть технически обоснована. При открытой прокладке бронированных кабелей (внутри помещений и снаружи, в каналах и туннелях) снимают наружный покров из горючих материалов.

По технологическим эстакадам, проходящим через наружные пожароопасные зоны, допускается прокладка изолированных проводов в стальных трубах, небронированных кабелей в стальных трубах и коробах, бронированных кабелей – открыто. Электротехнические коммуникации на технологических эстакадах по возможности прокладывают со стороны трубопроводов с негорючими веществами на расстоянии не менее 0,5 м. По кабельным эстакадам, проходящим через наружные пожароопасные зоны, прокладывают небронированные кабели со снятым наружным покровом из горючих материалов.

Токоподводы к электрическим кранам, тельферам и другим передвижным механизмам в пожароопасных зонах классов П-I и П-II выполняют переносным гибким кабелем с медными жилами с резиновой изоляцией, в резиновой маслостойкой оболочке, не распространяющей горение. В зонах П-IIа и П-III допускается применение троллев и троллейных шинопроводов.

В пожароопасных зонах классов П-I, П-II и П-IIа допускается применение шинопроводов заводского изготовления напряжением до 1 кВ как с медными, так и с алюминиевыми шинами. В зонах классов П-I и П-II шины изолируют на всем протяжении установленного шинопровода. Шинопроводы должны быть в оболочке со степенью защиты не менее IP20. Неразъемные соединения шин выполняют сваркой, а болтовые соединения – с применением приспособлений против самоотвинчивания. Ответвительные коробки с коммутационными и защитными аппаратами, установленные на шинопроводах, должны быть в оболочке со степенью защиты: для зон классов П-I и П-II – не менее IP54; для зон класса П-IIа – не менее IP32. При этом предусматривают блокировку, обеспечивающую невозможность открывания крышки коробки при включенном аппарате.

## 23.6. ЗАЩИТА ЦЕХОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

**Аппараты защиты.** Отключающая способность аппаратов защиты от тока КЗ должна соответствовать реально возможным их значениям в защищаемом участке сети. При расчете тока КЗ необходимо возможно полнее учитывать все индуктивные и активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи и активные сопротивления всех переходных контактов этой цепи (болтовые на шинах, вводные зажимы и разъемные контакты аппаратов и контакт в месте КЗ). При отсутствии достоверных данных о числе и сопротивлении контактов в короткозамкнутой цепи рекомендуется их сопротивление учесть совокупно путем введения в расчет активного сопротивления: при КЗ на щите подстанции 0,015 Ом; на цеховых РП и на зажимах аппаратов, питаемых радиальными или магистральными линиями от щитов подстанций, 0,02 Ом; на вторичных цеховых РП, как и на зажимах аппаратов, питаемых от первичных РП, 0,025 Ом; на зажимах ап-

паратов, получающих питание от вторичных РП, 0,03 Ом.

Расчетные коэффициенты $k_у$ для определения ударного тока и наибольшего действующего значения полного тока $k$ принимают $k_у = k = 1$ во всех случаях, где ток КЗ подсчитан с учетом указанных выше значений сопротивления контактов в короткозамкнутой цепи.

Допускается выбор аппарата защиты по значению его одноразовой предельной коммутационной способности (ОПКС), под которой понимают наибольший ток КЗ, при котором выключатель способен коммутировать цепь безопасно для обслуживающего персонала, но после отключения которого пригодность выключателя к дальнейшей эксплуатации не гарантируют. При отсутствии иных заводских данных ОПКС для всех величин расцепителей, встраиваемых в данный выключатель, принимают равной предельной коммутационной способности выключателя с наибольшим из его расцепителей.

Плавкие предохранители при защите сетей устанавливают на всех нормально незаземленных полюсах или фазах. Установка плавких предохранителей в нулевых проводниках запрещается.

При защите сетей автоматическими выключателями максимальные расцепители устанавливают на всех нормально незаземленных полюсах или фазах.

При защите сетей с изолированной нейтралью в трехпроводных сетях трехфазного тока и двухпроводных сетях однофазного или постоянного тока допускают устанавливать максимальные расцепители автоматических выключателей в двух фазах при трехпроводных сетях и в одной фазе (полюсе) при двухпроводных. При этом в пределах одной и той же установки защиту следует осуществлять в одних и тех же полюсах или фазах. Максимальные расцепители в нулевых и нейтральных проводниках допускается устанавливать при условии, что при их срабатывании отключаются от сети одновременно все проводники, находящиеся под напряжением.

Аппараты защиты не устанавливают в местах:

а) снижения сечения питающей линии по ее длине и на ответвлениях от нее, если защита предыдущего участка линии удовлетворяет требованиям защиты участка со сниженным сечением (как линии, так и ответвления) или если незащищенные участки линии выполнены с пропускной способностью не менее половины пропускной способности защищенного участка линии;

б) ответвлений от питающей линии к приемникам малой мощности (например, лампам, бытовым приборам), если питающая их линия защищена аппаратом с уставкой не более 20 А;

в) присоединения к питающей линии проводников цепей управления, измерения и сигнализации, отключение которых может повлечь за собой опасные последствия (отключение пожарных насосов, вентиляторов, предотвращающих образование взрывоопасных смесей газов или пыли, некоторых механизмов собственных нужд электростанций), если цепи, выходящие за пределы соответствующей машины, агрегата или распределительного устройства, выполнены проводниками в трубах, а также в металлической или другой негорючей оболочке;

**Защита от токов КЗ** (табл. 23.9, 23.10) должна действовать с минимальным временем отключения и по возможности избирательно. Она должна надежно отключать любые виды КЗ в самых удаленных точках защищаемой линии, в том числе и замыкания на землю только одной фазы или одного полюса, если нейтраль установки заземлена. При этом каждая лежащая выше ступень защиты должна служить резервом на случай неисправности ближайшей лежащей ниже ступени, т. е. она тоже должна отключать наибольшие возможные одно- и многофазные токи КЗ в конце линии, защищаемой лежащей ниже ступенью защиты, но с несколько большей выдержкой времени, достаточной для обеспечения избирательности. Последнее достигают рациональной конструкцией схемы сети, подбором сечений, длин отдельных участков и соответствующим выбором числа ступеней защиты. Для снижения времени, обеспечения надежности и правильности действия защиты от токов КЗ необходимо во всех случаях выбирать номинальные токи плавких вставок предохранителей и уставки автоматических выключателей по возможности минимальными, однако такими, которые не отключали бы установку при нормальных для нее кратковременных перегрузках (пусковых токах, пиках технологических нагрузок, токах при самозапуске и т. п.). При этом сечение проводников выбирают таким образом, чтобы по отношению к их длительно допустимым токовым нагрузкам $I_{доп}$ уставки защитных аппаратов имели кратность, не превышающую норм, приведенных в табл. 23.10.

**Защита от перегрузки.** В сетях, защищаемых от перегрузки (см. табл. 23.9), следует выбирать:

а) плавкие вставки предохранителей или

Таблица 23.9. **Характер требуемой защиты в зависимости от назначения сети и вида проводки**

| Назначение сети | Вид проводки | Характер требуемой защиты |
|---|---|---|
| Сети всех назначений | Все виды | Защита от токов КЗ |
| То же, но только внутри помещений | Открытая проводка незащищенными проводами с горючей оболочкой | Защита от токов КЗ и перегрузки |
| Осветительные сети, включая сети для бытовых и переносных приемников (утюги, холодильники, бытовые стиральные машины и т. п.), в жилых и общественных зданиях, торговых помещениях, служебно-бытовых помещениях промышленных предприятий, а также в пожароопасных производственных помещениях | Защищенные провода и провода, проложенные в несгораемых строительных конструкциях | То же |
| Силовые сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий и торговых помещений только в случаях, когда по условиям технологического процесса или режима работы сети может возникать длительная перегрузка | Все проводки, выполненные проводами и кабелями | » » |
| То же, но если при нормальных условиях технологического процесса или режима работы сети длительная перегрузка не может возникать | То же, кроме упомянутой выше открытой проводки | Защита от токов КЗ |
| Сети всех назначений в пожаро- и взрывоопасных зонах | Все виды проводок | См. § 23.4, 23.5 |

Таблица 23.10. **Предельно допустимое соотношение между током уставки аппарата защиты $I_з$ и допустимой длительной токовой нагрузкой $I_{доп}$ проводника, защищенного от токов КЗ**

| Тип защитного аппарата | $I_з$ | $\frac{I_з \cdot 100}{I_{доп}}$, % |
|---|---|---|
| Плавкий предохранитель | Номинальный ток плавкой вставки | 300 |
| Автоматический выключатель, имеющий только максимальный мгновенно действующий расцепитель (отсечку) | Ток уставки | 450 |
| Автоматический выключатель с нерегулируемой обратнозависимой от тока характеристикой (независимо от наличия или отсутствия отсечки) | Номинальный ток расцепителя | 100 |
| Автоматический выключатель с регулируемой обратнозависимой от тока характеристикой | Ток трогания зависимого расцепителя | 150 |
| То же с дополнительным элементом, осуществляющим мгновенное отключение (отсечку) | Ток уставки для отсечки | Не ограничивается |
| | Ток трогания зависимого расцепителя | 150 |

Примечание. Повышение норм кратности допускают только в тех случаях, когда шкала уставок аппарата защиты не совпадает со шкалой допустимых токовых нагрузок проводников; в этих случаях допускают выбор проводника ближайшего меньшего сечения, но не менее, чем это требуется по расчетному току.

Таблица 23.11. **Минимальное соотношение между допустимой длительной токовой нагрузкой провода, защищаемого от перегрузки, и током уставки аппарата защиты**

| Вид и условия проводки, тип провода | Аппараты защиты | $I_з$ | $\frac{I_{доп}}{I_з}\frac{100}{}$, % |
|---|---|---|---|
| Провода с резиновой и аналогичной по тепловой характеристике изоляцией внутри всех помещений, кроме невзрыво- и непожароопасных производственных помещений промышленных предприятий | Плавкий предохранитель | Номинальный ток плавкой вставки | 125 |
| | Автоматический выключатель, имеющий только максимальный, мгновенно действующий расцепитель | Ток уставки | 125 |
| То же, но в невзрыво- и пожароопасных производственных помещениях промышленных предприятий | То же | То же | 100 |
| Кабели с бумажной изоляцией | » » | » » | 100 |
| Провода всех марок | Автоматический выключатель с нерегулируемой обратнозависимой от тока характеристикой (независимо от наличия или отсутствия отсечки) | Номинальный ток расцепителя | 100 |
| Провода и кабели с резиновой и аналогичной по тепловой характеристике изоляцией | Автоматический выключатель с регулируемой обратнозависимой от тока характеристикой | Ток трогания зависимого расцепителя | 100 |
| Кабели с бумажной изоляцией | То же | То же | 80 |

Примечание Если требуемая допустимая длительная токовая нагрузка $I_{доп}$ провода, определенная по этой таблице, не совпадает с данными таблиц допустимых длительных нагрузок, допускается применение проводника ближайшего меньшего сечения, но не менее, чем это требуется по расчетному току.

расцепители автоматических выключателей по расчетному току и с учетом возможных пиков тока, чтобы они не отключали электроустановку при нормальных для нее кратковременных перегрузках (пусковых токах, пиках технологических нагрузок, токах при самозапуске и т. п.);

б) проводники по расчетному току таким образом, чтобы допустимые длительные токовые нагрузки $I_{доп}$ были в определенном соотношении с уставками тока защитных аппаратов согласно данным табл. 23.11. Исключение составляют ответвления к двигателям с короткозамкнутым ротором во взрывоопасных помещениях, для которых выбирают проводники с пропускной способностью не менее 125% *номинального тока двигателя* независимо от выбранной уставки защиты.

**Места расположения аппаратов защиты.** Аппараты защиты устанавливают в доступных для обслуживания местах так, чтобы была исключена возможность их механических повреждений, во всех местах сети, где сечение проводника уменьшается (по направлению к местам потребления электроэнергии), а также в местах, где это необходимо для обеспечения чувствительности или избирательности защиты или для взаиморезервирования защиты разных ступеней сети. По возможности их устанавливают непосредственно в местах присоединения защищаемых проводников к питающей линии; длина незащищенного участка ответвления (от питающей линии до места установки защитного аппарата) не должна быть более 6 м при прокладке проводов в стальных трубах или проводников в металлических или иных негорючих оболочках и при открытой прокладке проводов по несгораемым поверхностям в непожаро- и невзрывоопасных помещениях. Пропускная способность проводников этого участка, как и проводников, ответвляющихся от шин распределительного щита к аппарату защиты, установленному

в пределах того же щита, должна быть не менее расчетного тока ответвления. Для ответвлений, выполняемых в труднодоступных местах (например, на большой высоте), аппараты защиты устанавливают на расстоянии до 30 м от точки ответвления в удобном для обслуживания месте (например, на вводе в распределительный пункт, в пускателе приемника и др.), при этом пропускная способность проводников ответвления должна быть не менее расчетного тока, но не менее 10% пропускной способности защищенного участка магистрали.

Установку аппаратов защиты во всех случаях выполняют так, чтобы при оперировании ими или при их автоматическом действии были исключены опасность для обслуживающего персонала и возможность повреждения оборудования. Аппараты защиты с открытыми токоведущими частями должны быть доступны для обслуживания только квалифицированному персоналу. Автоматические выключатели и предохранители пробочного типа включают в сеть таким образом, чтобы при вывинченной пробке винтовая гильза оставалась без напряжения. Для этого защищаемый (отходящий) проводник присоединяют к винтовой гильзе предохранителя (выключателя).

## 23.7. ВЫБОР УСТАВОК ЗАЩИТЫ

**Общие указания.** Уставки защиты выбирают в соответствии со значениями пусковых токов, указанными в каталогах на электродвигатели. Для установок, в которых внезапное отключение электродвигателя во время его пуска может привести к авариям, порче оборудования или гибели людей, рекомендуется при выборе уставок для автоматических выключателей, содержащих расцепители мгновенного действия, определять пусковой ток с учетом его апериодической составляющей; с достаточной для практических целей точностью в этих случаях считают, что пусковой ток примерно в 1,4 – 1,6 раза больше тока, указанного в каталогах.

**Плавкие предохранители.** Номинальный ток требуемой плавкой вставки предохранителей определяют по условиям:
нагрева

$$I_{ном} \geqslant I_р; \qquad (23.1)$$

перегрузок пусковыми токами

$$I_п \leqslant 0{,}5 I_{пл}; \qquad (23.2)$$

избирательности $(0{,}75 \div 0{,}5) t_б > (1{,}25 \div 1{,}5) t_м$, откуда

$$t_б > (1{,}7 \div 3) t_м, \qquad (23.3)$$

где $I_р$ – расчетный ток линии; $I_п$ – пик тока, пусковой ток или ток КЗ в линии; $I_{пл}$ – ток, способный расплавить вставку за время, равное продолжительности протекания $I_п$; $t_б$ и $t_м$ – время плавления (определенное по защитным характеристикам) большей и меньшей плавких вставок при $I_п$.

Ток $I_{пл}$ определяют по защитным характеристикам рис. 23.6.

В табл. 23.12 приведены данные расчетов по (23.3) при соотношении $t_б > 3t_м$, соответствующем условию худшего сочетания наибольших возможных отклонений действительных характеристик, а в табл. 23.13 – при соотношении $t_б > 1{,}7t_м$, соответствующем условию худшего сочетания средних отклонений. Вместо (23.2) обычно выбирают плавкую вставку по (23.4), (23.5) и (23.6) в следующих случаях:

1) для защиты ответвлений к одиночным двигателям при редких и легких пусках

$$I_{ном} = I_п / 2{,}5; \qquad (23.4)$$

2) при частых и длительных (тяжелых) пусках, например двигателей кранов и других механизмов повторно-кратковременного режима работы или механизмов с большим динамическим моментом инерции и боль-

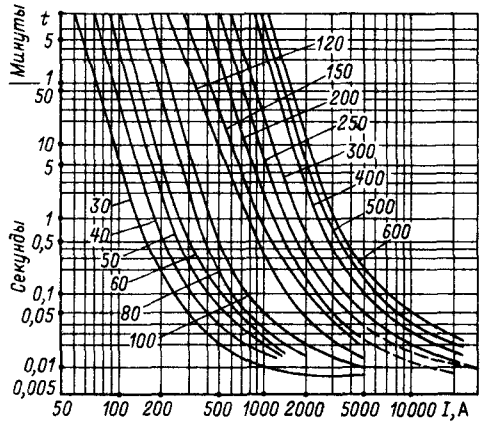



Рис. 23.6. Семейство защитных характеристик плавких вставок предохранителей серии ПН2.

На кривых обозначены номинальные токи плавких вставок. Наибольшие мгновенные значения тока КЗ, пропускаемого предохранителями ПН2-100 и ПН2-250, примерно равны 5 кА. Плавкие вставки 200 и 250 А предохранителя ПН2-400 пропускают бóльшие токи

Таблица 23.12. **Номинальные токи последовательно включенных плавких вставок предохранителей ПН2, обеспечивающих особо надежную избирательность**

| $I_{в,м}$, А | $I_{в,б}$, А, при $I_к : I_{в,б}$ | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 10 | 20 | 50 | 100 | 150 и более |
| 30 | 50 | 60 | 120 | 150 | 200 |
| 40 | 60 | 80 | 120 | 200 | 200 |
| 50 | 80 | 100 | 120 | 250 | 250 |
| 60 | 100 | 120 | 150 | 250 | 250 |
| 80 | 120 | 120 | 200 | 250 | 250 |
| 100 | 120 | 120–150 | 250 | 250 | 250 |
| 120 | 150 | 200 | 300 | 300 | 300 |
| 150 | 200 | 250 | 300 | 300 | 300 |
| 200 | 250 | 300 | 400 | 400 | 400 |
| 250 | 300 | 400 | 600 | Более 600 | Более 600 |
| 300 | 400 | 500 | Более 600 | Более 600 | Более 600 |
| 400 | 600 | Более 600 | Более 600 | Более 600 | Более 600 |

Обозначения: $I_{в,б}$ – *номинальный ток*, А, большей вставки (защищающей магистраль); $I_{в,м}$ – то же, меньшей вставки, А (защищающей ответвление); $I_к$ – ток КЗ в ответвлении, А.

Таблица 23.13. **Номинальные токи последовательно включенных плавких вставок предохранителей ПН2, обеспечивающих надежную избирательность**

| $I_{в,м}$ А | $I_{в,б}$, А, при $I_к : I_{в,б}$ | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 10 | 20 | 50 | 100 и более |
| 30 | 40 | 50 | 80 | 120 |
| 40 | 50 | 60 | 100 | 120 |
| 50 | 60 | 80 | 120 | 120 |
| 60 | 80 | 100 | 120 | 120 |
| 80 | 100 | 120 | 120 | 150 |
| 100 | 120 | 120 | 150 | 150 |
| 120 | 150 | 150 | 250 | 250 |
| 150 | 200 | 200 | 250 | 250 |
| 200 | 250 | 250 | 300 | 300 |
| 250 | 300 | 300 | 400 | Более 600 |
| 300 | 400 | 400 | Более 600 | Более 600 |
| 400 | 500 | Более 600 | Более 600 | Более 600 |

Примечание. Обозначения см. в табл. 23.12.

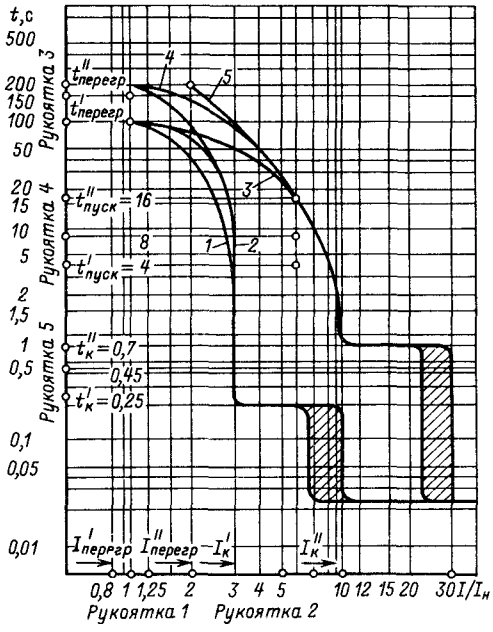



Рис. 23.7. Зоны возможных защитных характеристик (средние значения) полупроводниковых реле МТЗ автоматических выключателей «Электрон».

Точками обозначены уставки тока и времени, указанные на шкалах у регулировочных рукояток; фактически регулировку осуществляют плавно между минимальным (индекс – штрих) и максимальным (индекс – два штриха) значениями

шим моментом сопротивления, например центрифуг

$$I_{ном} = \frac{I_п}{1{,}6 \div 2}; \qquad (23.5)$$

3) для защиты линий, питающих более одного двигателя, если известны расчетный ток линий $I_р$ и пусковой ток $I_п$ того двигателя, у которого он наибольший,

$$I_{ном} \approx \frac{I_р + I_п}{2{,}5}. \qquad (23.6)$$

**Автоматические выключатели серии «Электрон» с полупроводниковыми реле максимальной токовой защиты (МТЗ).** Зоны возможных защитных характеристик выключателей «Электрон» с полупроводниковыми реле МТЗ показаны на рис. 23.7. Эти реле имеют по пять рукояток, с помощью которых можно плавно регулировать уставки тока и времени действия защиты:

а) рукояткой *1* – уставку тока трогания

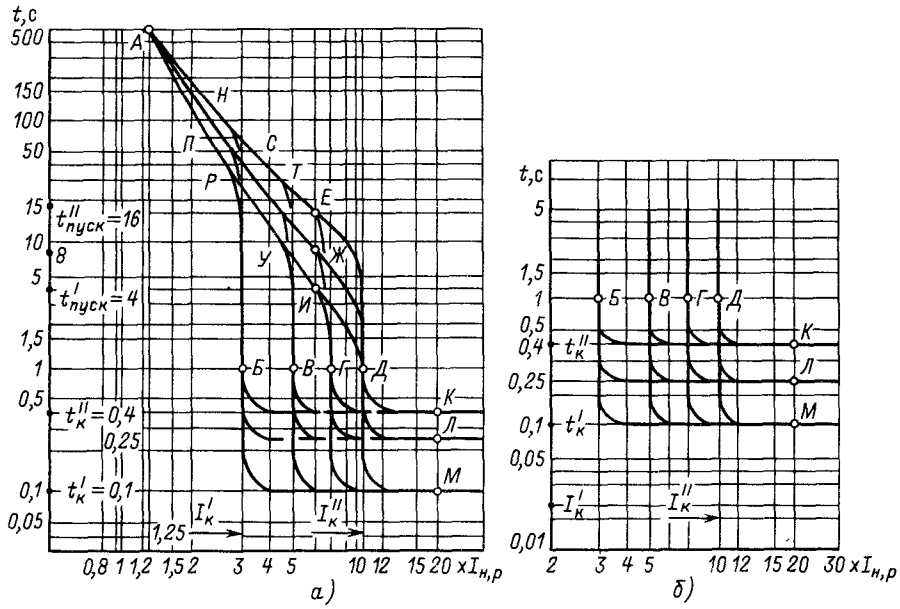



Рис. 23.8. Зоны возможных защитных характеристик полупроводниковых расцепителей автоматических выключателей А3700 (избирательных):

*а* – с защитой в зоне перегрузки; *б* – без защиты в зоне перегрузки

защиты от перегрузки от $I'_{перегр} = 0{,}8I_{ном}$ до $I''_{перегр} = 2I_{ном}$;

б) рукояткой *2* – уставку тока трогания защиты от КЗ от $I'_к = 3I_{ном}$ до $I''_к = 10I_{ном}$;

в) рукояткой *3* – уставку времени срабатывания защиты от перегрузки (при уставке тока трогания этой защиты $0{,}8I_{ном}$) и при перегрузке, равной $I_{ном}$, от $t'_{перегр} = 100$ с до $t''_{перегр} = 200$ с;

г) рукояткой *4* – уставку времени срабатывания защиты при токе, равном $6I_{ном}$, в пределах от $t'_п = 4$ с до $t''_п = 16$ с;

д) рукояткой *5* – уставку времени срабатывания защиты при токах КЗ в пределах от $t'_к = 0{,}25$ с до $t''_к = 0{,}7$ с.

Все калибруемые заводом и маркируемые на шкалах около регулировочных рукояток МТЗ уставки тока и времени обозначены на рис. 23.8 точками. У расцепителей постоянного тока $I_к = (2, 4, 6)I_{ном.р}$, $t_{пуск}$; точки *Е*, *Ж*, *И* соответствуют $5I_{ном.р}$ (вместо $6I_{ном.р}$ при переменном токе); $t_к = 0{,}1 \div 0{,}25$ с. Обозначение точек – см. рис. 23.7.

Регулировку осуществляют плавно – от минимального до максимального значения. На этом рисунке из семейства возможных время-токовых характеристик показаны только характеристики, соответствующие выбранным уставкам, указанным в табл. 23.14. Все другие характеристики, соответствующие любым другим возможным комбинациям уставок, выбираемых всеми пятью регулировочными рукоятками, лежат в области между характеристиками *1* и *5*

Таблица 23.14. **Уставки, которым соответствуют время-токовые характеристики, приведенные на рис. 23.7**

| Обозначение уставок | Уставки, которым соответствуют кривые | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | *1* | *2* | *2* | *2* | *3* | *4* | *5* |
| $I_{перегр}/I_{ном}$ | 1 | 1 | 2 | 1 | 1 | 1 | 2 |
| $I_к/I_{ном}$ | 3 | 3 | 3 | 3 | 10 | 10 | 10 |
| $t_{перегр}$, с | 100 | 100 | 100 | 200 | 100 | 200 | 200 |
| $t_{пуск}$, с | 4 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 |
| $t_к$, с | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |

рис. 23.7. Любую новую характеристику можно обозначить на рисунке, проведя ее по выбранным точкам уставок подобно кривым, уже показанным на этом рисунке. Вблизи рукояток, которыми регулируют уставки на выключателе, установлен переключатель МТЗ, имеющий три положения. При нижнем положении переключателя МТЗ выключатель отключает защищаемый объект с обратнозависимой от тока выдержкой времени при любом значении тока фактической перегрузки $I_{\text{перегр, ф}}$, большем или равном уставке $I_{\text{перегр}}$, выбранной рукояткой *1*, а также отключает защищаемый объект с выдержкой времени, равной уставке $t_{\text{к}}$, выбранной рукояткой *5*, при любом значении фактического тока КЗ $I_{\text{к, ф}}$, который равен или больше уставки $I_{\text{к}}$, выбранной рукояткой *2*; однако выдержка времени $t_{\text{к}}$ выключателями переменного тока надежно обеспечивается лишь до значения $I_{\text{к, ф}} \leqslant 2{,}2I_{\text{к}}$, а при фактическом токе $I_{\text{к, ф}} \geqslant 3I_{\text{к}}$ отключение осуществляется надежно без выдержки времени (с собственным временем выключателя 0,025 – 0,035 с); в зоне фактических токов $2{,}21I_{\text{к}} \leqslant I_{\text{к, ф}} < 3I_{\text{к}}$ отключение может осуществляться (см. рис. 23.7, заштрихованные зоны) без выдержки времени или с выдержкой $t_{\text{к}}$ (это зависит от допусков и фактического исполнения МТЗ). При среднем положении переключателя МТЗ выключатель отключает токи перегрузки, как это указано выше для нижнего положения переключателя, а токи КЗ – без выдержки времени. При верхнем положении переключателя МТЗ выключатель отключает без выдержки времени все токи, превышающие уставку $I_{\text{перегр}}$, выбранную рукояткой *1*.

Уставки выбирают по:

1) нагреву расчетным током, чтобы

$$I_{\text{ном}} \geqslant I_{\text{р}}; \qquad (23.7)$$

2) перегрузке пусковыми токами (или пиками нагрузки) $I_{\text{п}}$, чтобы уставки $I_{\text{к}}$ и $t_{\text{пуск}}$ по выбранной защитной характеристике (рис. 23.7) не менее чем в 1,5 раза превышали фактически ожидаемые значения и длительность $I_{\text{п}}$;

3) избирательности, чтобы выключатель лежащей выше ступени защиты (ближе к источнику питания) имел такую защитную характеристику, у которой время действия при любом значении тока перегрузки и КЗ превышало не менее чем в 1,5 раза время действия при том же токе у выключателя лежащей ниже ступени защиты (ближе к нагрузке); уставки времени действия защиты при пусковых токах (пиках нагрузки) и токах КЗ выбирают по возможности минимальными, учитывая, что у этих расцепителей они при необходимости могут быть легко подрегулированы при эксплуатации.

**Автоматические выключатели серии ВА62 с полупроводниковыми реле максимальной токовой защиты (МТЗ).** В выключатели ВА62 встраивают такие же реле МТЗ, как в выключатели «Электрон». Все сказанное выше об этих реле, их характеристиках, выборе уставок защиты относится и к выключателям ВА62.

**Автоматические выключатели серии А3700.** *С расцепителями полупроводниковыми максимального тока серии РП*, действующими с выдержкой времени в зонах перегрузки и токов КЗ (избирательными).* Такие расцепители встраивают в выключатели 3-й и 4-й величин (до 400 и до 630 А). Зоны их возможных защитных характеристик (средние значения) показаны на рис. 23.8. Расцепители имеют по четыре регулировочные рукоятки, с помощью которых можно плавно регулировать уставки тока и времени действия защиты между их возможными крайними значениями:

а) рукояткой *1* – уставку номинального тока расцепителя $I_{\text{ном, р}}$; у каждого расцепителя уставку регулируют в пределах от $I_{\text{ном, р}} = I'_{\text{ном, р}}$ (минимума) до $I_{\text{ном, р}} = I''_{\text{ном, р}}$ (максимума), причем $I'_{\text{ном, р}} = 0{,}64I''_{\text{ном, р}}$; например у меньшего по току из двух возможных расцепителей выключателя можно выбрать любую уставку $I_{\text{ном, р}}$ в пределах между $I'_{\text{ном, р}} = 160$ А и $I''_{\text{ном, р}} = 250$ А; для каждой выбранной уставки $I_{\text{ном, р}}$ сохраняются все номинальные соотношения, показанные на рис. 23.8, начиная с уставки тока трогания защиты от перегрузки, равной $1{,}25I_{\text{ном, р}}$ (точка *А*);

б) рукояткой *2* – уставку тока трогания защиты от КЗ в пределах от $I'_{\text{к}} = 3I_{\text{ном, р}}$ до $I''_{\text{к}} = 10I_{\text{ном, р}}$;

в) рукояткой *3* – уставку времени срабатывания защиты при токе, равном $6I_{\text{ном, р}}$, от $t'_{\text{пуск}} = 4$ с до $t''_{\text{пуск}} = 16$ с;

г) рукояткой *4* – уставку времени срабатывания защиты при токах КЗ от $t'_{\text{к}} = 0{,}1$ с до $t''_{\text{к}} = 0{,}4$ с.

В зависимости от значения уставок, выбранных рукоятками *2*, *3* и *4*, для каждого значения $I_{\text{ном, р}}$ получают любую характеристику в зоне площади *АРБМЛКДЕА* в любой из возможных комбинаций регулируемых уставок (рис. 23.8). Время отключе-

* Обозначение «расцепители полупроводниковые» (РП) принято по заводской информации

ния при токах КЗ $t_к$ равно большему из двух значений, определенных по выбранной защитной характеристике рис. 23.8 и соответствующей пунктирной кривой (рис. 23.9).

Уставки выбирают по условиям нагрева расчетным током по (23.7), перегрузки пусковыми токами (или пиками нагрузки) $I_п$, чтобы уставки $I_к$ и $t_{пуск}$ по выбранной защитной характеристике (рис. 23.8) не менее чем в 1,5 раза превышали фактически ожидаемые значения и длительность $I_п$, а также по условиям избирательности аналогично изложенному выше для выключателей серии «Электрон» с реле МТЗ.

*С расцепителями полупроводниковыми, аналогично приведенным выше, но без защиты в зоне перегрузки.* Эти расцепители встраивают в выключатели только 3-й и 4-й величин, зоны их возможных защитных характеристик (средние значения) показаны на рис. 23.8. Все сказанное выше относится и к этим расцепителям. Рукоятка *3* (регулировки уставки времени срабатывания защиты при $6I_{ном.р}$) отсутствует. Уставки выбирают по условиям нагрева расчетным током по (23.7), перегрузки пусковыми токами (или пиками нагрузки), чтобы уставка $I_к$ не менее чем в 1,5 раза превышала ожидаемую величину $I_{пуск}$, а также по условиям избирательности, чтобы у выключателя лежащей выше ступени защиты (ближе к источнику питания) уставки $I_к$ и $t_к$ не менее чем в 1,5 раза превышали соответствующие уставки выключателя, лежащей ниже ступени защиты (ближе к приемникам).

*С полупроводниковыми неизбирательными расцепителями максимального тока, действующими без выдержки времени в зоне токов КЗ, плюс расцепителями электромагнитными.* Такие расцепители встраивают в выключатели всех четырех величин (до 160, 250, 400 и 630 А). Зоны их возможных защитных характеристик (средние значения) показаны на рис. 23.9. Все сказанное относится и к этим полупроводниковым расцепителям. Рукоятка *4* (регулировки уставки времени срабатывания защиты в зоне КЗ) отсутствует. При токах, превышающих выбранную уставку $I_к$, полупроводниковый расцепитель дает импульс и выключатель отключает установку за время $t_к \leqslant 0{,}04$ с. Если до возникновения КЗ ток в главной цепи выключателя был ниже $0{,}7I_{ном.р}$, то фактическое время отключения будет соответствовать значениям, отсчитанным на пунктирных кривых (рис. 23.9).

При токах КЗ, превышающих в 8,5 – 11,5 раз номинальный ток выключателя, в который встроен полупроводниковый расцепитель, импульс на мгновенное отключение поступает от дополнительного электромагнитного расцепителя.

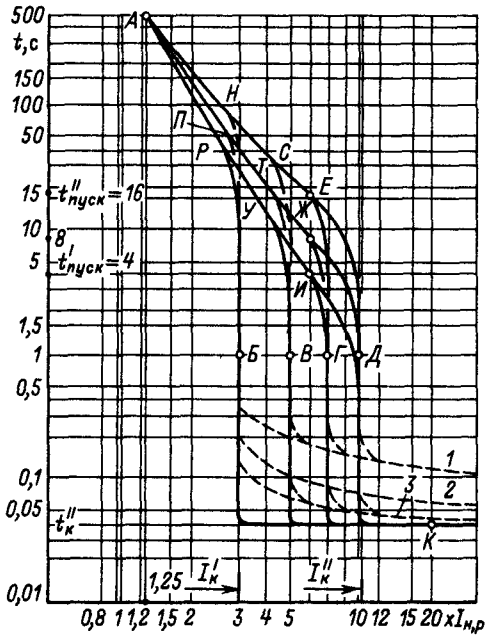



Рис. 23.9. Зоны возможных защитных характеристик полупроводниковых расцепителей автоматических выключателей А3700 без выдержек времени в зоне токов КЗ (неизбирательных).

Уставки по условиям нагрева расчетным током и перегрузки пусковыми токами выбирают, как это указано выше для расцепителей, по рис. 23.8.

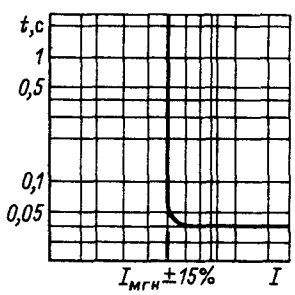



Рис. 23.10. Защитная характеристика автоматического выключателя А3700 с электромагнитным расцепителем

При всех значениях токов КЗ, превышающих выбранную уставку $I_к$, выключатели с такими расцепителями отключают за время не более 0,04 с (рис. 23.9). Если до КЗ нагрузка была менее $0{,}7I_{ном.р}$, время $t_к$ равно значению, определенному по пунктирным кривым: *1* – при протекании тока КЗ по одному полюсу; *2* – по двум полюсам; *3* – по трем полюсам. Следовательно, в этих случаях нельзя рассчитывать на избирательность их действия.

*С расцепителями максимального тока электромагнитными.* С такими расцепителями поставляют выключатели всех величин (1, 2, 3, 4). Расцепители имеют нерегулируемые номинальные уставки тока мгновенного отключения $I_{мгн}$. Защитная характеристика расцепителя (среднее значение) показана на рис. 23.10. Выключатели с такими расцепителями выбирают по условиям нагрева расчетным током таким образом, чтобы номинальный ток выключателя был не меньше расчетного, а также по условиям перегрузки пусковыми токами или пиками нагрузки таким образом, чтобы $I_{мгн} \geqslant 1{,}25I_п$. Выключатели с такими расцепителями при токах КЗ, превышающих

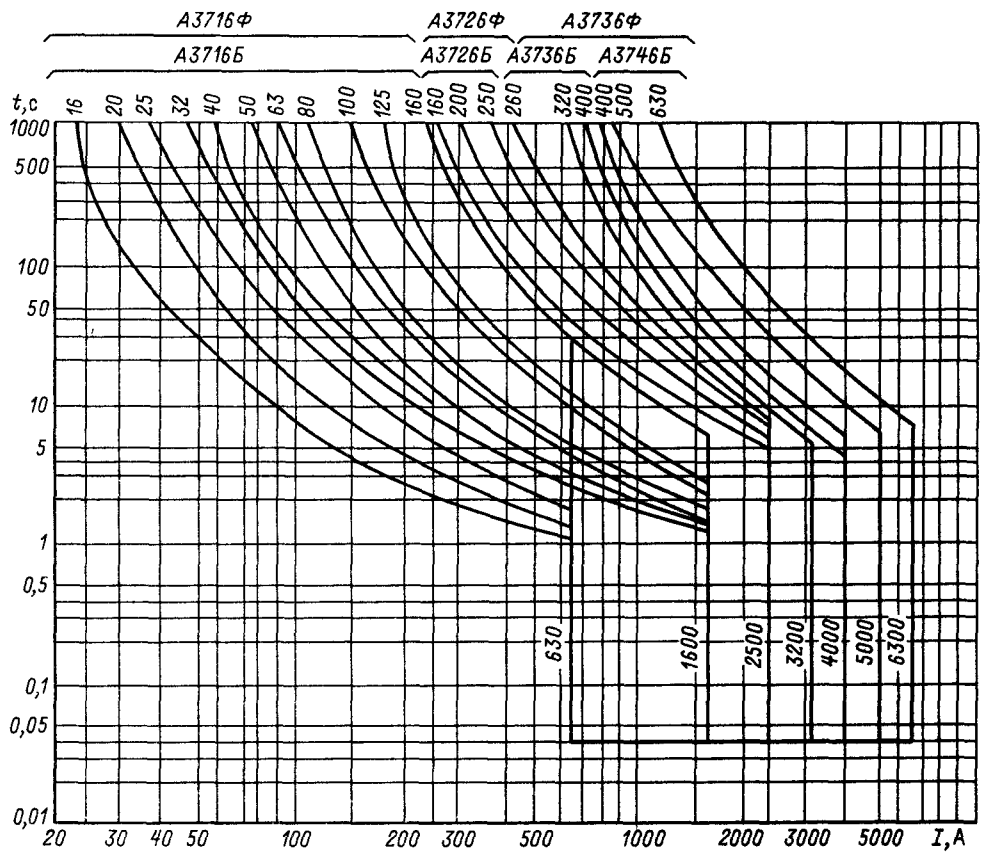



Рис. 23.11. Семейство защитных характеристик автоматических выключателей А3700 с комбинированными (термобиметаллическими и электромагнитными) расцепителями.

Примечания: 1. На кривых указаны номинальные токи расцепителей и уставки тока срабатывания их электромагнитных элементов.

2. Расцепители с номинальными токами 32 – 160 А включительно для выключателей 1-й величины по заказу поставляют с уставками тока мгновенного срабатывания 630 или 1600 А.

3. Кривые пригодны как для трехполюсных, так и для однополюсных выключателей переменного и постоянного токов при температуре окружающей среды 40 °С и прохождении тока по всем фазам (полюсам) выключателя

$I_{мгн}$, отключают за время не более 0,04 с и поэтому не могут осуществлять избирательную защиту.

*С расцепителями максимального тока термобиметаллическими и электромагнитными (в исполнениях токоограничивающем – А3700Б и нетокоограничивающем – А3700Ф).* С такими расцепителями поставляют выключатели всех величин: 1, 2, 3, 4 – А3700Б и 1, 2, 3 – А3700Ф. Семейство защитных характеристик выключателей с такими расцепителями приведено на рис. 23.11. Выбор номинальных токов требуемых расцепителей производят аналогично изложенному в [119] для выключателей А3100.

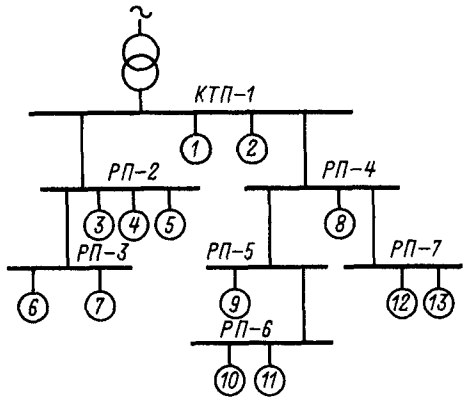



Рис. 23.12. Скелетная схема электрической сети

## 23.8. МОДЕЛИРОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ЦЕХОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ИХ РАСЧЕТ С ПОМОЩЬЮ ЭВМ

Особенностью формирования проектных решений современных систем электроснабжения промышленных предприятий является комплексный учет многочисленных факторов, отражающих многообразие технико-экономических требований. Неформальность этих требований, их противоречивость и неоднозначность для различных технологических производств и эксплуатации проектируемых систем делают интуицию и профессиональную подготовленность авторов проектов основным фактором в традиционных методах проектирования.

Вместе с тем современный уровень роста капитального строительства и сложность вводимых в строй промышленных объектов предъявляют принципиально новые требования к обоснованности проектных решений и их эффективности. При этом основным критерием является получение наибольшего экономического эффекта на каждый затраченный рубль капитальных вложений. Для решения поставленной проблемы уже недостаточно использовать традиционные методы проектирования, поскольку точное технико-экономическое решение не может быть получено исходя лишь из опыта и интуиции проектировщика. Этим, в частности, объясняется недостаток метода многовариантного проектирования. Все это обусловливает необходимость разработки принципиально новых методов проектирования, основывающихся на оптимизации процессов формирования проектных решений. Для этого используют вычислительную технику с развитым набором технических средств взаимодействия проектировщика с ЭВМ.

В настоящее время известно несколько способов формализации электрических схем и построения математической модели сети. В геометрическом представлении схема сети ассоциируется с линейным ее графом. Линейный граф электрической сети, приведенной на рис. 23.12, изображен на рис. 23.13. Он представляет собой диаграмму, полученную из схемы сети заменой каждого ее элемента отрезком линии произвольной длины. Узлами графа являются узлы электрической схемы, а ветвями – соединяющие их кабельные линии. Для формализованного опи-

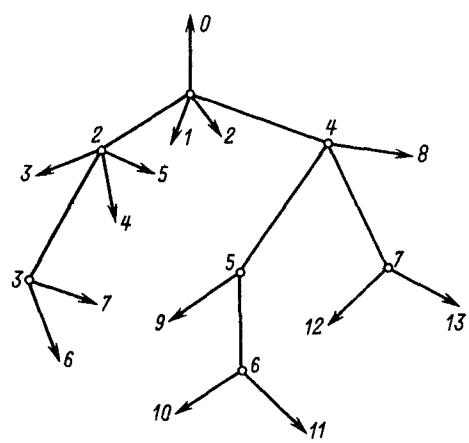



Рис. 23.13. Линейный граф сети

Таблица 23.15. **Характеристическая таблица топологии сети**

| № питающего узла | № питаемого узла | Признак распознавания | Наименование питаемого узла сети |
|---|---|---|---|
| 0 | 1 | 0 | Шины КТП |
| 1 | 1 | 1 | Электродвигатель *1* |
| 1 | 2 | 2 | Электродвигатель *2* |
| 1 | 2 | 0 | РП-2 |
| 1 | 4 | 0 | РП-4 |
| 2 | 3 | 0 | РП-3 |
| 2 | 3 | 1 | Электродвигатель *3* |
| 2 | 4 | 1 | Электродвигатель *4* |
| 2 | 5 | 2 | Электродвигатель *5* |
| 3 | 6 | 1 | Электродвигатель *6* |
| 3 | 7 | 1 | Электродвигатель *7* |
| 4 | 8 | 1 | Электродвигатель *8* |
| 4 | 5 | 0 | РП-5 |
| 5 | 9 | 1 | Электродвигатель *9* |
| 5 | 6 | 1 | РП-6 |
| 5 | 10 | 2 | Электродвигатель *10* |
| 6 | 11 | 1 | Электродвигатель *11* |
| 6 | 7 | 0 | РП-7 |
| 7 | 12 | 1 | Электродвигатель *12* |
| 7 | 13 | 1 | Электродвигатель *13* |

сания конфигурации линейного графа служит характеристическая таблица, записываемая в матричной форме (табл. 23.15). В графе «Признак распознавания» таблицы приняты следующие обозначения: 0 – распределительный пункт; 1 – приемники электроэнергии с переменным режимом работы; 2 – приемники электроэнергии с постоянным режимом работы. По приведенной таблице ЭВМ формирует матрицу, которая является математической моделью сети и используется для выполнения различных расчетов после введения соответствующей исходной информации по элементам схемы. Изложенный принцип формализации электрических схем положен в основу ряда систем автоматизированного проектирования (САПР), разработанных в последние годы.

При оптимизации цеховых электрических сетей в настоящее время широко используют теорию множеств, математический аппарат которой удобен для формализации зависимостей между элементами электрической сети. Покажем это на примере задачи распределения приемников электроэнергии по распределительным пунктам (РП), находящимся в здании подстанции. Постановка задачи складывается из формального задания целевой функции и ограничений, которые накладываются на переменные, исходя из физической сущности решаемой задачи. Решение задачи представляет собой отыскание экстремумов целевой функции на множестве значений переменных, удовлетворяющих накладываемым ограничениям.

Целевой функцией в задаче выступает общее количество РП. Задачу считают решенной, если найдено минимальное значение целевой функции. Множество приемников электроэнергии $N$ охарактеризуем вектором $\mathbf{P} = (p_1, p_2, \ldots, p_m)$, представляющим собой набор значений мощностей всех имеющихся потребителей, входящих в множество $N$, и вектором $\beta = (\beta_1, \beta_2, \ldots, \beta_m)$, где $i$-я составляющая вектора соответствует количеству потребителей мощностью $p_i$.

Обозначим мощность распределительного пункта $P$. Тогда ограничение одного РП по мощности можно записать в виде

$$\sum_{i=1}^{m} a_i p_i \leqslant P, \qquad (23.8)$$

где $a_i$ – целые неотрицательные числа, определяющие количество приемников электроэнергии с мощностью $p_i$, подключенных к РП.

Тогда $m$-мерный вектор $\alpha = (a_1, a_2, \ldots, a_m)$, удовлетворяющий условию (23.8), определит один из возможных вариантов подключения приемников электроэнергии к РП. Все возможные векторы $\alpha$ образуют некоторое множество $A_p$, описывающее возможные варианты подключения потребителей с дискретным набором значений мощности $P = (p_1, p_2, \ldots, p_m)$ к РП мощностью $P$. Вариант подключения всех приемников электроэнергии из множества $N$ к РП мощностью $P$ можно записать в виде вектора $X = (x_1, x_2, \ldots, x_k)$, элементы которого являются количествами РП, для которых выбраны схемы подключения $\alpha_1, \alpha_2, \ldots, \alpha_k$.

Условие подключения всех приемников электроэнергии множества $N$ к РП запишем в виде выражения

$$\sum_{i=1}^{k} x_i \alpha_i = \beta, \qquad (23.9)$$

которая выражает соответствие между суммарным количеством приемников электроэнергии по всем используемым схемам подключения и количеством этих же приемников, заданных в множестве $N$ вектором $\beta$.

Целевую функцию задачи выразим так:

$$f(x) = \sum_{i=1}^{k} X_i, \qquad (23.10)$$

т. е. общее количество необходимых распределительных пунктов выразим суммой РП, для которых применены схемы подключения $\alpha_1$, $\alpha_2$,...., $\alpha_k$. Решением задачи будет минимизация целевой функции $f(x)$.

При решении задач САПР часто используют булеву алгебру. Булевы переменные характеризуются двумя состояниями: 1 – если событие истинно и 0 – если событие ложно. Например, задачу рационального распределения приемников электроэнергии по силовым пунктам (СП), комплектуемым ПР-22, ПР-24, ШР-11 и другими, находящимися непосредственно в цехе, с определением местонахождения и типоисполнения последних формулируют как минимизацию функции приведенных затрат на проектируемую электрическую сеть

$$З = \sum_{j=1}^{m}\sum_{l=1}^{q} C_l Y_{j,l} + \sum_{j=1}^{m}\sum_{i=1}^{n} C_{i,j} X_{i,j} \to \min, \quad (23.11)$$

где $n$ – количество приемников электроэнергии в цехе; $m$ – количество мест установки РП; $q$ – типоисполнения РП применяемой серии; $C_{i,j}$ – приведенные затраты на канализацию электроэнергии от РП, установленного на $j$-м месте, до $i$-го приемника электроэнергии; $C_l$ – приведенные затраты на установку РП типоисполнения $l$; $X_{i,j}$ – искомая булева переменная, характеризующая наличие связи между $i$-м приемником электроэнергии и $j$-м РП; $Y_{j,l}$ – искомая булева переменная, характеризующая установку на $j$-м месте в цехе РП типоисполнения $l$.

## РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ ЧЕТВЕРТЫЙ

# ПЕРЕДВИЖНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

### 24.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ

Передвижные электрические станции (ПЭС) являются автономными источниками электроэнергии, смонтированными на одном из транспортных средств, защищенными от атмосферного воздействия и приспособленными для перемещения их на любое расстояние с сохранением постоянной готовности к работе. Они предназначены для электроснабжения подвижных или стационарных потребителей в отдаленных районах, где нет других источников электроэнергии, для питания ответственных объектов в качестве резервных источников электроэнергии.

Передвижные электростанции должны обеспечивать надежное питание потребителей на номинальной мощности при следующих условиях:

а) температуре окружающей среды $\pm 50\,^{\circ}C$;

б) относительной влажности 98% при температуре 25 °С;

в) высоте над уровнем моря до 1000 м;

г) воздействии атмосферных осадков;

д) после длительных перевозок по различным дорогам со скоростями, допустимыми для автотранспорта;

е) при запыленности воздуха до 0,5 г/м$^3$;

ж) при вибрационных и ударных нагрузках.

Электростанции должны обеспечивать перегрузку до 10% в течение 1 ч при названных условиях, причем общее время работы с перегрузкой 10% не должно превышать 10% времени гарантийного срока службы.

### 24.2. СОСТАВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Передвижная электростанция включает в себя электроагрегат, распределительный щит, комплект кабельной сети, комплект ЗИП, запасные баки топлива и масла, транспортное средство (одно- или двухосный прицеп).

Автоматизированные электростанции мощностью 100 кВт и выше смонтированы на автомобильных прицепах с закрытыми кузовами. В их состав, кроме того, входят шкаф автоматического управления, пульт дистанционного управления, отопительно-вентиляционные установки, обеспечивающие поддержание температуры в кузове в пределах 8 – 40 °С, электропечи для подогрева дизеля, аккумуляторные батареи для питания системы автоматики и выпрямители для их подзарядки.

Системы автоматизации электростанций включают устройство контроля параметров вырабатываемой электроэнергии, состояния рабочих органов и вспомогательных

устройств электростанций, электрические реле, электромеханические и другие исполнительные устройства, устройства регулирования рабочих органов агрегата и управления режимом его работы, устройства защиты, сигнализации и блокирования.

Электроагрегат – это комплектная установка, состоящая из первичного двигателя (например, внутреннего сгорания, газотурбинного) и генератора, смонтированных на общей раме, укомплектованных необходимой аппаратурой и контрольно-измерительными приборами, обеспечивающими возможность управления и контроля. Все оборудование компонуется таким образом, чтобы электроагрегат без предварительного монтажа был готов к пуску и включению нагрузки.

С начала 60-х годов промышленность в основном выпускает только унифицированные бензоэлектрические агрегаты АБ (табл. 24.1) и дизель-электрические агрегаты серии АД (табл. 24.2). Бензоэлектрические агрегаты питания и передвижные электростанции на их основе имеют мощность 0,5 – 16 кВт, а дизель-электрические агрегаты и передвижные электростанции 5 – 500 кВт. Электроагрегаты постоянного тока предназначены для заряда аккумуляторов; электроагрегаты переменного тока с частотой 50 Гц – для питания силовой и осветительной нагрузки; 200 Гц – для питания электрифицированного инструмента; 400 Гц (425 Гц) – для питания радиотехнической аппаратуры.

Условные обозначения типов электроагрегатов, приведенных в табл. 24.1 и 24.2, расшифровывают следующим образом:

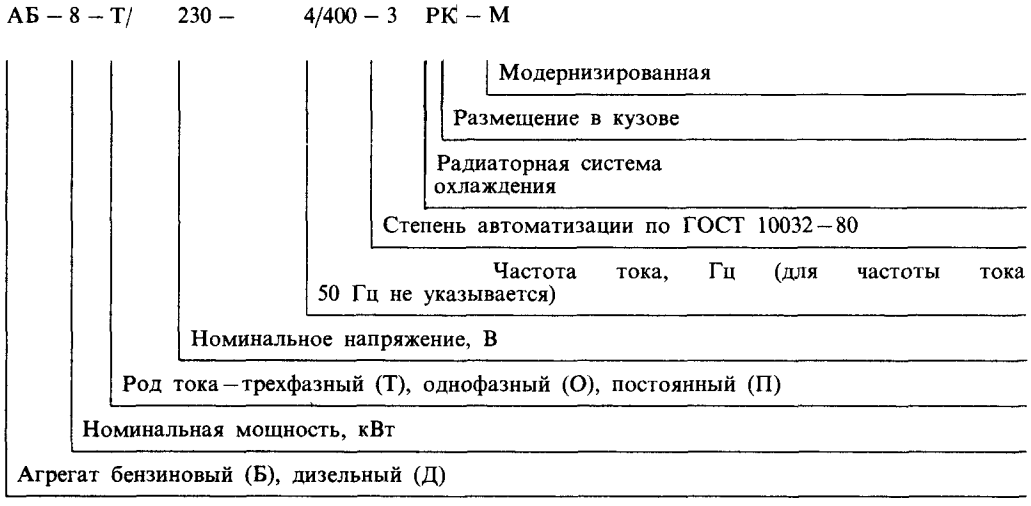
Типовые принципиальные электрические схемы унифицированных агрегатов питания для передвижных электростанций приведены на рис. 24.1 и 24.2.

Распределительное устройство электростанции состоит из щита управления, блока регулирования напряжения, блока параллельной работы, панели подключения потребителей.

Автоматизированные электроагрегаты и электростанции имеют распределительные устройства, состоящие из нескольких вспомогательных шкафов, которые соединяют между собой многожильными кабелями. Контрольная аппаратура и приборы электроагрегатов малой мощности размещают непосредственно на элементах конструкции (генератора, двигателя, капота).

Распределительные устройства и все их элементы должны удовлетворять общим требованиям, предъявляемым к передвижным электростанциям, и, кроме того, отвечать некоторым дополнительным требованиям. Они должны быть простыми по устройству, иметь блочную конструкцию, быть вибротряскопрочными, иметь герметические прокладки, обеспечивать безопасность обслуживающего персонала. Сопротивление изоляции по ГОСТ 13822 – 82 должно быть не менее 3 МОм в холодном состоянии, 1 МОм в горячем, а после испытания на влагостойкость – не менее 0,5 МОм. Электрическая прочность изоляции должна быть высокой и выдерживать напряжение $2U_{ном} + 1$ кВ, но не менее 1,5 кВ в течение 1 мин.

В распределительных устройствах обычно устанавливают щитовые приборы группы В тряскоустойчивые, класса точности 2,5,



с непосредственным отсчетом измеряемого значения по шкале прибора.

Комплект кабельной сети передвижной электростанции состоит, как правило, из отрезков кабеля длиной 25 и 50 м, полумуфт, ответвительных и распределительных коробок. Обычно используют гибкие шланговые кабели с резиновой изоляцией (типов КРПТ, СШТ, ШРПС, ГРШС, ГРШСН, КРШС и др.).

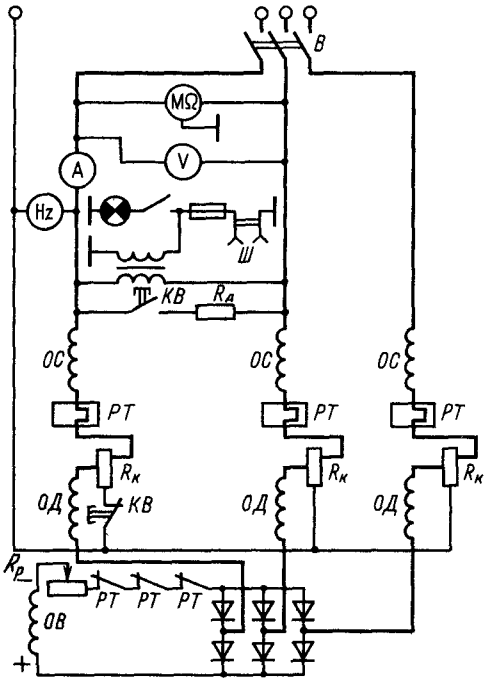



Рис. 24.1. Принципиальная электрическая схема бензоэлектрического агрегата переменного трехфазного тока серии АБ:

*ОВ* – обмотка возбуждения; *ОД* – обмотка дополнительная; *ОС* – обмотка силовая; *РТ* – тепловое реле; $R_к$ – компаундирующий резистор; $R_п$ – пусковой резистор; $R_р$ – регулировочный резистор; *Ш* – штепсельная розетка; $R_д$ – добавочный резистор

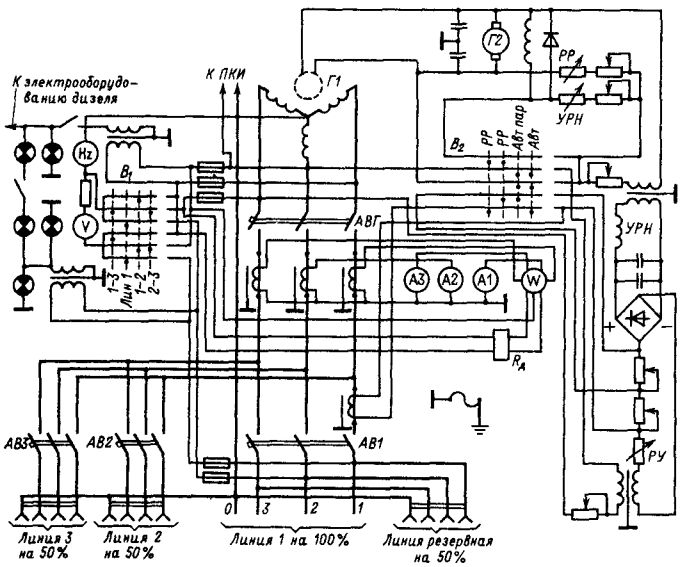



Рис. 24.2. Принципиальная электрическая схема дизель-электрического агрегата переменного трехфазного тока серии АД:

*Г1* – генератор; *Г2* – возбудитель; *АВГ* – автоматический выключатель генератора; *АВ*1, *АВ*2, *АВ*3 – автоматические выключатели отходящих линий; $B_1$ – переключатель вольтметра; $B_2$ – переключатель режима работы; *РР* – реостат регулировки напряжения; *РУ* – реостат установки напряжения; *УРН* – угольный регулятор напряжения

Таблица 24.1. **Технические характеристики бензоэлектрических агрегатов серии АБ**

| Тип агрегата | Мощность, кВт | Род тока | Напряжение, В | Частота, Гц | Частота вращения двигателя и генератора, об/мин | Мощность двигателя, л. с. | Тип двигателя | Расход топлива, кг/ч | Длительность непрерывной работы без дозаправки топливом, ч | Сухая масса, кг |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| АБ-0,5-П/30-М1 | 0,5 | Постоянный | 30 | – | 4000 | 1,2 | СД-60Б | 0,55 | 3 | 22 |
| АБ-0,5-П/30 | 0,5 | » | 30 | – | 4000 | 1,2 | СД-60Б | 0,66 | 3 | 23 |
| АБ-0,5-О/115-Ч/400 | 0,5 | Переменный однофазный | 115 | 400 | 4000 | 1,2 | СД-60Б/Э | 0,55 | 2,5 | 28 |
| АБ-05,-О/230 | 0,5 | То же | 230 | 50 | 3000 | 1 | СД-60-Б/Э-1 | 0,6 | 3 | 30 |
| АБ-1-П/30-М1 * | 1 | Постоянный | 30 | – | 3000 | 2 | 2СД-М1 | 0,8 | 4 | 66 |
| АБ-1-О/230-М1 | 1 | Переменный однофазный | 230 | 50 | 3000 | 2 | 2СД-М1БЭ | 0,8 | 4 | 73 |
| АБ-1-Т/230-М1 | 1 | Переменный трехфазный | 230 | 50 | 3000 | 2 | 2СД-М1БЭ | 0,8 | 4 | 73 |
| АБ-2-П/115 | 2 | Постоянный | 115 | – | 3000 | 4 | УД-1 | 1,5 | 5 | 165 |
| АБ-4-П/115 | 4,6 | » | 115 | – | 3000 | 8 | УД-2 | 3 | 5 | 210 |
| АБ-2-О/230-Ч/400-М1 | 2 | Переменный однофазный | 230 | 400 | 3000 | 4 | УД-15Г | 1,4 | 7 | 176 |
| АБ-2-О/230-М1 | 2 | То же | 230 | 50 | 3000 | 4 | УД-15Г | 1,4 | 7 | 170 |
| АБ-2-Т/230-М1 | 2 | Переменный трехфазный | 230 | 50 | 3000 | 4 | УД-15Г | 1,4 | 4 | 162 |
| АБ-4-О/230-М1 | 4 | Переменный однофазный | 230 | 50 | 3000 | 8 | УД-25Г | 2,6 | 4 | 200 |

*Продолжение табл 24 1*

| Тип агрегата | Мощность, кВт | Род тока | Напряжение, В | Частота, Гц | Частота вращения двигателя и генератора, об/мин | Мощность двигателя, л с | Тип двигателя | Расход топлива, кг/ч | Длительность непрерывной работы без дозаправки топливом, ч | Сухая масса, кг |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| АБ-4-Т/400-М1 | 4 | Переменный трехфазный | 400 | 50 | 3000 | 8 | УД-25Г | 2,6 | 4 | 195 |
| АБ-4-Т/230-М1 | 4 | То же | 230 | 50 | 3000 | 8 | УД-25Г | 2,6 | 4 | 195 |
| АБ-4-О/230-Ч/400-М1 | 4 | Переменный однофазный | 230 | 400 | 3000 | 8 | УД-25Г | 2,6 | 4 | 210 |
| АБ-8-Т/230-М | 8 | Переменный трехфазный | 230 | 50 | 3000 | 15,2 | «Москвич-408» | 5,2 | 4 | 440 |
| АБ-8-Т/400-М | 8 | То же | 400 | 50 | 3000 | 15,2 | То же | 5,2 | 4 | 440 |
| АБ-8-Т/230-Ч/400-М1 | 8 | » » | 230 | 400 | 3000 | 15,2 | » » | 5,2 | 4 | 420 |
| АБ-8-О/230-Ч/425-М | 8 | Переменный однофазный | 230 | 425 | 2830 | 14,2 | » » | 4,3 | 4 | 490 |
| АБ-12-Т/230-М1 | 12 | Переменный трехфазный | 230 | 50 | 1500 | 30 | 322-03 | 5,4 | 9 | 840 |
| АБ-12-Т/400-М1 | 12 | То же | 400 | 50 | 1500 | 30 | 322-03 | 5,4 | 9 | 840 |
| АБ-16-Т/230-Ч/400-М1 | 16 | » » | 230 | 400 | 2000 | 30 | 322-03 | 5,6 | 6 | 630 |

* Основная модель

Таблица 24.2. **Технические характеристики электроагрегатов типа АД**

| Характеристики | Тип агрегата | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | АД-5-Т/230 | АД-5-Т/400 | АД-10-Т/230-М | АД-10-Т/400-М | АД-20-Т/230-М2 | АД-20-Т/400-М2 | АД-20-Т/230-Ч/400—М2 |
| Мощность, кВт | 5 | | 10 | | 20 | | |
| Напряжение, В | 230 | 400 | 230 | 400 | 230 | 400 | 230 |
| Ток, А | 15,7 | 9 | 31,5 | 18 | 63 | 36 | 63 |
| Частота, Гц | 50 | | | | | | 400 |
| Первичный двигатель | 2Ч-8,5/11 | | 4Ч-8,5/11 | | Д-65А | | ДП-2 |
| Генератор | ЕС-52-42 | | ДГС-81/4-М201 | | ДГС-82/4-М201 | | ГСВ-20 |
| Сухая масса, кг | 710 | | 1240 | | 1965 | | 1485 |
| Габариты, мм: | | | | | | | |
| длина | 1500 | | 2215 | | 2340 | | |
| ширина | 760 | | 1036 | | 1054 | | |
| высота | 1130 | | 1415 | | 1630 | | |

*Продолжение табл. 24.2*

| Характеристики | Тип агрегата | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | АД-20М-Т/230 | АД-20М-Т/400 | АД-20М-Т/230-Ч/400 | АД-30-Т/230-М2 | АД-30-Т/400-М2 | АД-50-Т/230-М | АД-50-Т/400-М | АД-50-Т/230-МУ | АД-50-Т/400-МУ |
| Мощность, кВт | 30 | | | | | 50 | | | |
| Напряжение, В | 230 | 400 | 230 | 230 | 400 | 230 | 400 | 230 | 400 |
| Ток, А | 63 | 36 | 63 | 94 | 54 | 156 | 91 | 156 | 91 |
| Частота, Гц | 50 | 400 | | 50 | | | | | |
| Первичный двигатель | ДП-2 | | | ЯАЗ-М204Г | | 1Д6-100АД | | У1Д6-100АД-С4 | |
| Генератор | ЕСС-81-ЧЩФ | | ГСД-20 | ДГФ-2-4Б | | ДГС-92-4М | | ДГС-92-4М | |
| Сухая масса, кг | 1485 | | | 2090 | | 3400 | | 3400 | |
| Габариты, мм: | | | | | | | | | |
| длина | 2150 | | | 2400 | | 3300 | | | |
| ширина | 1150 | | | 960 | | 1360 | | | |
| высота | 1700 | | | 1720 | | 1980 | | | |

*Продолжение табл. 24.2*

| Характеристики | Тип агрегата | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | АД-75-Т/230-М | АД-75-Т/400-М | АД-75-Т/230-МУ | АД-75-Т/400-МУ | АД-100-Т/400 | АД-200-Т/400 |
| Мощность, кВт | 75 | | | 100 | | 200 |
| Напряжение, В | 230 | 400 | 230 | 400 | | |
| Ток, А | 236 | 136 | 236 | 136 | 180 | 360 |
| Частота, Гц | 50 | | | | | |
| Первичный двигатель | 1Д6-150АД | | У1Д6-150АД-С4 | | 1Д6КС | 1Д12В-300 |
| Генератор | ГС-93-4М | | | | ГСФ-100М | ГСФ-200 |
| Сухая масса, кг | 4000 | | | | 2705 | 3760 |
| Габариты, мм<br>длина<br>ширина<br>высота | 3300<br>1360<br>1980 | | | | 2860<br>1177<br>1570 | 3380<br>1220<br>3760 |

## 24.3. КЛАССИФИКАЦИЯ ПЕРЕДВИЖНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Передвижные электростанции, используемые для питания различных потребителей в разных климатических зонах нашей страны, должны соответствовать требованиям, учитываемым при их разработке и эксплуатации:

1) должны быть рассчитаны на надежную работу в номинальном режиме в течение 24 ч для электростанций с бензиновыми двигателями, 72 ч – с дизельными двигателями и до 150 ч – с автоматизированными дизельными двигателями;

2) электростанции мощностью более 1 кВт должны быть снабжены подогревательными устройствами, обеспечивающими их быстрый запуск при низких температурах;

3) запуск агрегатов станции мощностью выше 8 кВт должен осуществляться электрическим стартером, а в электростанциях мощностью 100 кВт и выше может применяться запуск сжатым воздухом;

4) должны иметь устройства автоматического и ручного (для постоянного тока только ручного) регулирования напряжения и частоты тока, а электростанции переменного тока мощностью 10 кВт и выше – устройства для параллельной работы с аналогичными электростанциями;

5) должны иметь устройства для подавления излучаемых ими радиопомех;

6) должны быть снабжены эффективными глушителями шума;

7) все электростанции переменного тока в соответствии с ГОСТ 13822–82 следует эксплуатировать в режиме изолированной нейтрали.

В соответствии с ГОСТ 10032–80 и 14228–80 для электрических агрегатов и станций с дизельными двигателями устанавливают следующие степени автоматизации:

а) автоматическое регулирование основных параметров; местное или дистанционное управление; индикация, сигнализация, защита. Время необслуживаемой работы агрегатов и электростанций 1-й степени автоматизации составляет до 12 ч;

б) операции 1-й степени; дистанционное автоматизированное или автоматическое управление, в том числе при совместной работе двигателей; время необслуживаемой работы двигателя 24–50 ч;

в) операции 2-й степени; дистанционное автоматизированное или автоматическое управление вспомогательными агрегатами или операциями обслуживания двигателя; время необслуживаемой работы двигателя 150–250 ч;

г) операции 2-й или 3-й степени; централизованное управление или централизованный автоматический контроль; автоматизированное или автоматическое техническое диагностирование; время необслуживаемой работы двигателя 250–375 ч.

Таблица 24.3. **Основные технические характеристики передвижных электростанций переменного тока**

| Характеристики | Тип передвижной электростанции | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ЭСБ-0,5 | ЭСБ-1 | ЭСБ-2-М1 | ЭСБ-4-М1 | ЭСД-10-Т/400-М | ЭСД-50-Т/230-М | ЭСД-50-Т/400-М | ЭСД-50-Т/230-МУ | ЭСД-50-Т/400-МУ | ЭСД-2×60-Т/230-Ч/400-А1РК |
| Мощность, кВт | 0,5 | 1 | 2 | 4 | 10 | 50 | | | | 2×60 |
| Напряжение, В | 230 | 230 | 230 | 230 | 400 | 230 (400) | 400 | 230 | 400 | 230 |
| Ток, А | 2,17 | 5,44 | 10,9 | 21,8 | 18 | 157 (91) | 91 | 157 | 91 | 188 |
| Тип агрегата | АБ-0,5-0/230 | АБ-1-0/230 | АБ-2-0/230 | АБ-4-0/230 | АД-10-Т/400 | АД-50-Т/230-М | АД-50-Т | АД-50-Т/230-МУ | | У-47Б |
| Первичный двигатель | СД-60-Б/Э-1 | 2СД-М1 | УД-15Г | УД-25Г | 4Ч-8,5/11 | 1Д6-100-АД | 1Д6-100-АД | У1Д6-100АД-С4 | | – |
| Генератор | ГАБ-0,5-0/230 | ГАБ-1-0/230 | ГАБ-2-0/230-М1 | ГАБ-4-0/230-М1 | ДГС-81/ЧУ2, М201 | ДГС-92-ЧМ, М201 | ДГС-92-ЧМ, М201 | | | ПСЧ-50 |
| Соединение обмоток | Звезда с выведенным нулем | | | | | | | | | |
| Транспортное средство | – | – | – | – | 1П-1,5 | 2ПН-4(810 А) | 2ПН-4 (810 А) | | | Урал-375 А |
| Сухая масса электростанции на прицепе, кг | 68 | 620 | 1205 | 1450 | 1740 | 5600 | 5600 | | | 20 000 |
| Габариты, мм: | | | | | | | | | | |
| длина | 450 | 2560 | 3370 | | 3240 | 4700 | 4700 | | | 13 740 |
| ширина | 275 | 1645 | 2160 | | 2100 | 2350 | 2350 | | | 2550 |
| высота | 430 | 1390 | 2000 | | 2250 | 2720 | 2720 | | | 3320 |

*Продолжение табл. 24.3*

| Характеристики | Тип передвижной электростанции | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ЭСД-75-Т/230-М | ЭСД-75-Т/400-М | ЭСД-75-Т/230-МУ | ЭСД-75-Т/400-МУ | ЭСД-100-Т/400-РК | ЭД200-Т/400-ЗРК | ЭД-500-Т/400-ЗРК | ПАЭС-1250 | ПАЭС-1600 | ПАЭС-2500 |
| Мощность, кВт | 75 | | | | 100 | 200 | 500 | 1250 | 1600 | 2500 |
| Напряжение, В | 230 | 400 | 230 | 400 | | | | 6300 | | |
| Ток, А | 235 | 135 | 235 | 135 | 180 | 360 | – | 143 | 183 | 287 |
| Тип агрегата | АД-75-Т/400-М | | АД-75-Т/400-МУ | | АСД-100-Т/400-Р | ДГА-200-Т/400 | АС-816А | ПАЭС-1250 | ПАЭС-1600 | ПАЭС-2500 |
| Первичный двигатель | 1Д6-150-АД | | У1Д6-150АД-С4 | | ЯМЗ-238И или ЯМЗ-238 | 1Д12КС | М611У15 | АИ-20 | | |
| Генератор | ПС-93-4М | | ПС-93-4М | | ГСФ-100ДУЗ | ГСФ-200 | СГДМ-11-46-4 | СГ-14-59-6 | СГ-14-74-6 | СГ-14-100-6 |
| Соединение обмоток | Звезда с выведенным нулем | | | | | | | Звезда | | |
| Транспортное средство | 2ПН-4(810 А) | | 2ПН-4(810 А) | | 2ПН-4 | МАЗ-5224 В | | ОДАЗ-935 с тягачем «УРАЛ-377с» | | |
| Сухая масса электростанции на прицепе, кГ | 6000 | | 6000 | | 5650 | Не более 12000 | 15750 | 28000 | | |
| Габариты, мм: длина ширина высота | 4700<br>2350<br>2720 | | 4700<br>2350<br>2720 | | 6600<br>2550<br>2930 | 8000<br>2860<br>3100 | 9000<br>3010<br>3680 | 9750<br>2500<br>3500 | | |

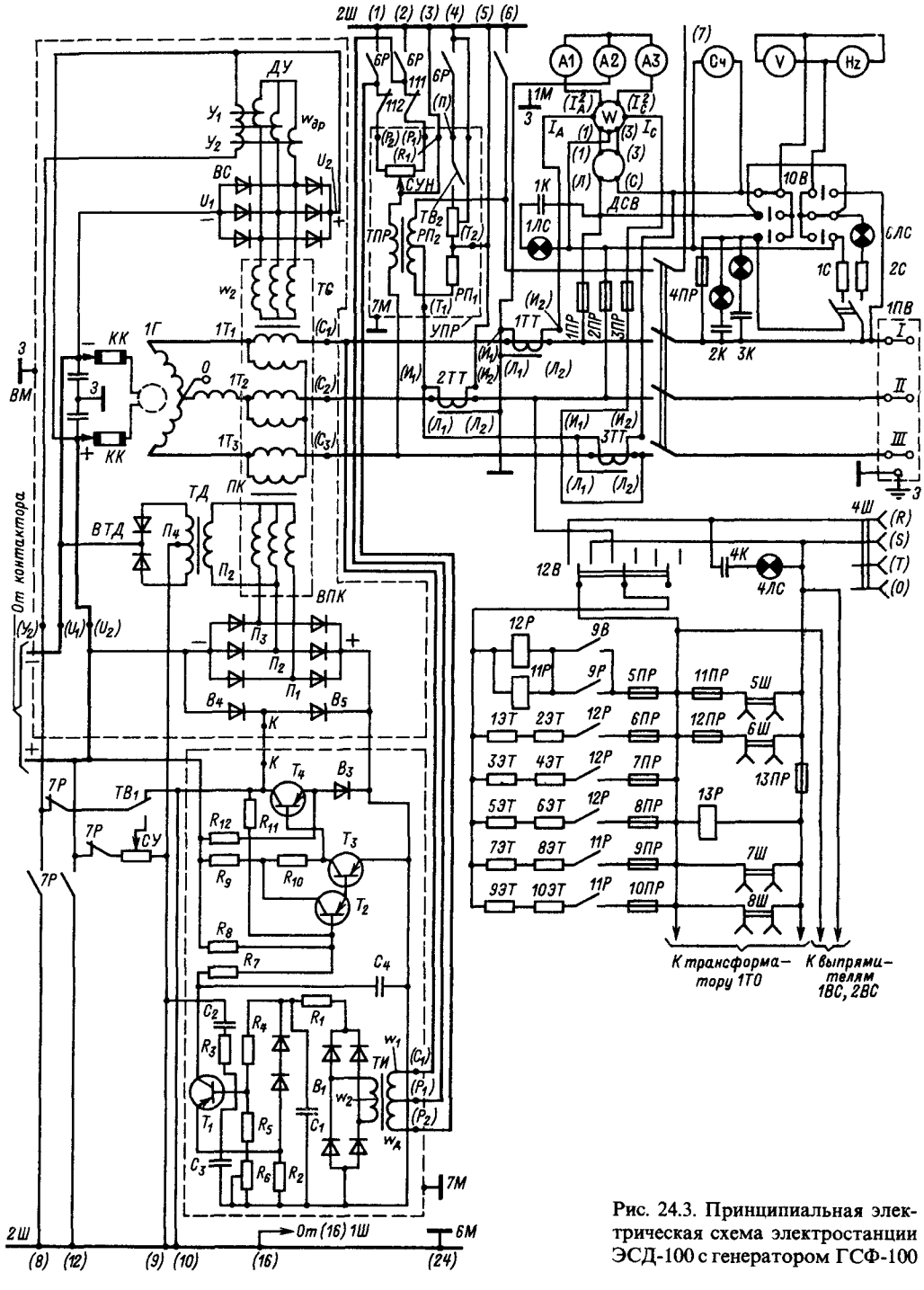



Рис. 24.3. Принципиальная электрическая схема электростанции ЭСД-100 с генератором ГСФ-100

По способу приведения в действие электрического генератора с применяемым для этой цели первичным двигателем выпускаемые промышленностью передвижные электростанции (табл. 24.3) делят на бензиновые (ЭСБ), дизельные (ЭСД) и газотурбинные (ПАЭС). Все электространции обеспечивают автоматическое поддержание напряжения, частоты, защиту и сигнализацию.

По способу передвижения электростанции подразделяют на автомобильные (размещенные в кузове или на автоприцепе), железнодорожные и плавучие; по назначению – на силовые, осветительные, зарядные, смешанной нагрузки и специальные. Силовые электростанции мощностью до 75 кВт представляют собой электроагрегаты с металлическим капотом или кожухом, размещенные на шасси автомобильного прицепа, причем электростанции мощностью до 20 кВт устанавливают на одноосном, а станции мощностью до 75 кВт – на двухосном прицепе. Передвижные электростанции мощностью 100 и 200 кВт размещают в кузовах закрытого типа (типа КУНГ), которые имеют двери, окна и люки вентиляции, отопительно-вентиляционное и другое оборудование, обеспечивающее автономную работу. Кузов разделен перегородкой на агрегатное и приборное отделения.

На рис. 24.3 приведена принципиальная электрическая схема генератора, щита управления и потребителей собственных нужд передвижной электростанции ЭСД-100-Т/400. На схеме показана главная цепь и цепь возбуждения генератора, цепь регулирования напряжения (автоматическое и ручное регулирование), цепь синхронной и параллельной работы.

Электростанции, предназначенные для освещения помещений, сооружений, складов, строительных площадок и прочих объектов, имеют мощность 0,5, 1, 2, 4, 8, 10 и 20 кВт. В комплект электростанции входят кабельная сеть и осветительная арматура. Состав кабельной сети передвижных электростанций приведен в табл. 24.4.

Передвижные зарядные электростанции предназначены для заряда аккумуляторных батарей. Они состоят из источника питания

Таблица 24.4. **Кабельная сеть передвижных электростанций**

| Тип электростанции | Кабель | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | магистральный | | параллельной работы | | присоединительный | | вспомогательный | |
| | количество | длина*, м | количество | длина*, м | количество | длина*, м | количество | длина*, м |
| ЭСБ-0,5 | 3 | 25 | – | – | 1 | 3 | 4 | 12 |
| | | | | | | | 1 | 3 |
| ЭСБ-1 | 20 | 25 | – | – | 1 | 6 | 6 | 3 |
| | | | | | | | 6 | 4 |
| | | | | | | | 6 | 12 |
| ЭСБ-2-М1 | 27 | 25 | – | – | 3 | 6 | 10 | 4 |
| | | | | | | | 10 | 12 |
| ЭСБ-4-М1 | 42 | 25 | – | – | 3 | 6 | 40 | 4 |
| | | | | | | | 20 | 12 |
| ЭСД-10-Т/400-М | 2 | 25 | 1 | 3,5 | 1 | 3,5 | – | – |
| ЭСД-50-Т/230-М | 2 | 25 | 2 | 3,5 | – | – | 2 | 3,5 |
| ЭСД-50-Т/400-М | | | | | | | | |
| ЭСД-50-Т/230-МУ | | | | | | | | |
| ЭСД-50-Т/400-МУ | | | | | | | | |
| ЭСД-75-Т/230-М | 4 | 25 | 4 | 3,5 | – | – | 4 | 3,5 |
| ЭСД-75-Т/400-М | | | | | | | | |
| ЭСД-75-Т/230-МУ | | | | | | | | |
| ЭСД-75-Т/400-МУ | | | | | | | | |
| ЭСД-100-Т/400-РК | 8 | 20 | 1 | 20 | – | – | 1 | 20 |
| | | | | | | | 1 | 3 |
| ЭД-200-Т/400-3РК | 8 | 25 | 1 | 10 | – | – | – | – |

* Приведена длина одной единицы.

мощностью 0,5, 1, 2, 4 кВт, зарядно-распределительного устройства и вспомогательного оборудования. Напряжение зарядных передвижных электростанций составляет 30 и 115 В.

## 24.4. ВЫБОР ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ПО УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ

При выборе электростанций изучают характер потребителей электроэнергии и их требования к источнику питания для определения потребляемой мощности, напряжения, рода, частоты тока, условий эксплуатации и режима работы.

Максимальную нагрузку электроагрегатов при небольшом количестве потребителей определяют по формуле

$$P = \frac{P_{max} k_{пот}}{1 - k_{с.н}},$$

где $P_{max}$ – суммарное максимальное потребление электроэнергии, кВт; $k_{пот}$ – коэффициент, учитывающий потери мощности в электрических сетях; $k_{с.н}$ – коэффициент, учитывающий потребление электроэнергии на собственные нужды.

Максимальные суммарные переменные потери в сетях напряжением до 500 В при одновременном питании осветительной и силовой нагрузки достигают 7,5%, а потери на собственные нужды электростанции составляют 3% мощности электростанции. Поэтому значения коэффициентов $k_{пот}$ и $k_{с.н}$ принимают соответственно 1,05 – 1,075 и 0,95 – 0,98. Исходя из максимальной расчетной мощности нагрузки выбирают необходимую мощность электростанции или нескольких электростанций, работающих одновременно. При выборе электростанции необходимо учитывать категории потребителей электроэнергии. Кроме того, необходимо иметь в виду, что агрегаты электростанции допускают запуск короткозамкнутых асинхронных двигателей мощностью до 70% мощности агрегата.

Основными оценочными параметрами, характеризующими мощность передвижной электростанции, являются: удельная масса $\gamma$ – отношение полной массы станции к ее расчетной мощности; удельная площадь $f$ – отношение площади, занимаемой электростанцией, к ее расчетной мощности; удельный объем $v$ – отношение объема электростанции к расчетной мощности; экономичность $g$ – расход топлива в граммах на выработку 1 кВт·ч электроэнергии; время приведения в действие $T_{расч}$.

Таблица 24.5. **Оптимальные значения оценочных параметров передвижных электростанций**

| Оценочный параметр | Бензиновые электростанции | Дизельные электростанции |
|---|---|---|
| $\gamma$, кг/кВт | 130 – 340 | 60 – 112 |
| $f$, м$^2$/кВт | 0,5 – 1,5 | 0,15 – 0,22 |
| $v$, м$^3$/кВт | 0,17 – 0,4 | 0,2 – 0,6 |
| $g$, г/кВт·ч | 290 – 540 | 250 – 450 |
| $T_{расч}$, мин | 15 – 30 | 120 – 180 |

В табл. 24.5 приведены значения оценочных параметров для бензоэлектрических и газотурбинных станций.

## 24.5. ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ И ПЛАВУЧИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Железнодорожные и плавучие электростанции, характеризуемые более высокой мощностью, чем электростанции на автомобильных платформах, используют в отдаленных районах при отсутствии автомобильных дорог для покрытия пиковых нагрузок в энергосистемах, для резервирования питания, при ремонте стационарных электростанций и других целей.

Оборудование железнодорожных электростанций размещают в одном или нескольких железнодорожных вагонах специальной конструкции. Состав железнодорожной электростанции аналогичен составу автомобильной передвижной электростанции. Большинство выпускаемых станций (Ч-2500, Б-4000, ГТЭ-2,5, ГТЭ-4) – трехфазные напряжением 6,3 кВ; оборудованы автоматической системой подготовки, запуска и работы двигателя, а также системой контроля и сигнализации.

Плавучие электростанции используют кроме названных случаев при строительстве гидроэлектростанций, для снабжения буровых установок и на нефтепромыслах, расположенных в открытом море. Их монтируют на паромах, баржах, пароходах и теплоходах.

Плавучие электростанции имеют мощность 1500 – 50 000 кВт (1500 – 2000 кВт – дизельные электростанции, 2000 – 50 000 кВт – газотурбинные и паровые). Для снабжения морских нефтепромыслов разработана дизельная электростанция мощностью 2000 кВт. Для электроснабжения труднодоступных промышленных районов, имеющих водные пути, создана электростанция «Северное сияние», имеющая в своем составе два газотурбогенератора мощностью 12 000 кВт каждый с двигателями ДО-14 и генераторами Т-12-2.

РАЗДЕЛ ДВАДЦАТЬ ПЯТЫЙ

# ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

## 25.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Бережное, рациональное расходование всех видов ресурсов, которыми располагает наше общество, важнейший принцип социалистической системы хозяйствования. В «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1981–1985 годы и на период до 1990 года» особое внимание обращено на необходимость достижения более высокой эффективности при соблюдении строжайшего режима экономии.

Более 70% вырабатываемой в стране электроэнергии расходуется на промышленных предприятиях. Потребление ее постоянно увеличивается, что обусловлено не только ростом производства, но и изменениями технологических процессов, обеспечивающими увеличение производительности труда, улучшения качества выпускаемой продукции и повышение культуры производства. Производство электроэнергии в стране постоянно увеличивается, но это не снижает значения мероприятий по повышению эффективности ее использования и экономии. Достаточно сказать, что экономия только 1% электроэнергии по стране в 1981 г. составила 13,3 млрд. кВт·ч, что превысило годовую выработку такой крупной гидроэлектростанции, как Куйбышевская ГЭС им. В. И. Ленина.

Борьба за экономию электроэнергии – это не кратковременная кампания, а повседневная практическая работа энергетиков, технологов, производственников всех отраслей промышленности, транспорта и строительства.

## 25.2. ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ, ЛИНИЯХ, ШИНАХ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ С НЕСИММЕТРИЧНОЙ НАГРУЗКОЙ

При передаче электроэнергии от источников питания до приемников теряется в среднем 10–15% отпущенной с шин источников питания электроэнергии, поэтому вопросы уменьшения потерь на ее транспорт являются весьма актуальными.

На промышленном предприятии силовые трансформаторы устанавливают на главных понизительных подстанциях, цеховых подстанциях и специальных подстанциях (преобразовательных, электропечных, сварочных и др.). Уменьшения потерь электроэнергии в трансформаторах можно достичь путем правильного выбора числа мощности трансформаторов, исключения ХХ (особенно для сварочных аппаратов и машин) и изменения числа работающих трансформаторов на предприятиях с одно- или двухсменной работой. При наличии резервных связей между трансформаторными подстанциями на стороне 0,4 кВ для питания ночного, охранного или дежурного освещения оставляют в работе один-два трансформатора в разных точках заводской сети.

Работа трансформаторов в режиме ХХ или близком к нему вызывает лишние потери не только в самом трансформаторе, но и во всей системе питания из-за низкого коэффициента мощности. Эффективность отключения одного или группы трансформаторов цеховой сети определяют по [61]

$$\sum \Delta P = n(\Delta P_{\text{х}} + k_{\text{и,п}}\Delta Q_{\text{х}}) + \frac{1}{n}(\Delta P_{\text{к}} + k_{\text{и,п}}\Delta Q_{\text{к}})k_{\text{з}}^2, \quad (25.1)$$

где $n$ – число включенных трансформаторов; $\Delta P_{\text{х}}$, $\Delta P_{\text{к}}$ – потери ХХ и КЗ трансформатора кВт; $\Delta Q_{\text{х}} = S_{\text{ном,т}} I_{\text{х}}/100$; $\Delta Q_{\text{к}} = S_{\text{ном,т}} u_{\text{к}}/100$ – реактивные потери ХХ и КЗ трансформатора, квар; $I_{\text{х}}$ – ток ХХ трансформатора, %; $u_{\text{к}}$ – напряжение КЗ трансформатора, %; $k_{\text{и,п}}$ – коэффициент изменения потерь; $k_{\text{з}} = S_{\text{ср}}/S_{\text{ном,т}}$ – коэффициент загрузки трансформатора; $S_{\text{ср}}$ – средняя нагрузка трансформатора, кВ·А.

Определив потери мощности для различного числа включенных трансформаторов, при коэффициентах загрузки трансформаторов, соответствующих определенным технологическим режимам, энергетики цехов составляют для дежурного персонала карту оперативных переключений трансформаторов, что дает значительный экономический эффект, а при действии автоматизированной системы управления электроснабжением (АСУ ЭС) обеспечивает возможность производить такие переключения автоматически при снижениях нагрузки.

Для уменьшения потерь в питающих линиях необходимо уменьшить протекающий

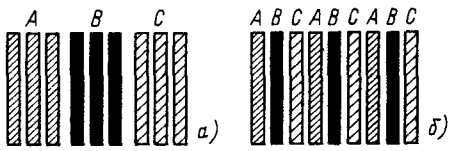



Рис. 25.1. Шихтовка полос шин и шинопроводов:

*а* – неправильная, имеющая повышенные потери электроэнергии; *б* – правильная

через них ток. Это возможно, например, при использовании резервных и параллельно работающих линий, а также при повышении напряжения в распределительных сетях. При наличии мощных приемников электроэнергии в цехах предприятия применяют шинопроводы, которые обладают большей надежностью, перегрузочной способностью, возможностью упрощать и удешевлять схему электроснабжения. При расчетах потерь электроэнергии в шинопроводах учитывают неравномерность распределения тока по сечению шин и связанные с этим дополнительные потери мощности, индуктивный перенос активной мощности из одной фазы в другую, вызывающий неравенство активных сопротивлений фаз при несимметричном их расположении, потери мощности в ближайших к шинопроводу металлических частях [17]. Уменьшить потери электроэнергии в шинопроводах можно, например, изменяя местоположение шин в пакете. Если применить расположение шин, как указано на рис. 25.1, *а*, то потери электроэнергии в таком шинопроводе будут значительно больше, чем при расположении шин, показанном на рис. 25.1, *б*.

Потери электроэнергии возрастают при неравномерном распределении нагрузок по фазам трехфазной системы; в этом случае потери электроэнергии больше, чем при симметричной нагрузке. Равномерность загрузки фаз обеспечивают в первую очередь за счет правильного распределения однофазных и двухфазных нагрузок по фазам. Действенным мероприятием по уменьшению асимметрии в сетях напряжением до 1 кВ является установка нейтралеров на вводах и заземление оболочек кабеля. Экономическая целесообразность этого мероприятия определяется соотношением между затратами на установку нейтралеров и стоимостью сэкономленной электроэнергии в результате устранения асимметрии нагрузки. Мероприятия по выравниванию нагрузки фаз целесообразно проводить в трансформаторах, загруженных более чем на 30% номинальной мощности. В трансформаторах, загруженных менее чем на 30% номинальной мощности, неравномерностью нагрузки можно пренебречь, так как нагрузочные потери незначительно превышают потери XX.

Значительную экономию электроэнергии дает установка понижающих трансформаторов с высшим напряжением 110, 35, 10 и 6 кВ вблизи приемников электроэнергии и сокращение длины цеховых сетей 0,66–0,23 кВ. Рекомендованное ранее для глубокого ввода напряжение 35 кВ не нашло широкого применения, так как оказалось слишком высоким для большинства промышленных предприятий. Эксплуатация систем промышленного электроснабжения показала, что для этих целей целесообразно ограничить мощность (принцип разукрупнения подстанций) используемых трансформаторов 1000 кВ·А с вторичным напряжением 400 В и 1600–2500 кВ·А с вторичным напряжением 660 В.

Таким образом, для питания трансформаторов мощностью 1600 кВ·А на напряжение 35 кВ требуется ток

$$I_{\text{р}} = S_{\text{ном, т}}/(\sqrt{3}\,U_{\text{ном}}) = 1600/(\sqrt{3}\cdot 35) = 26 \text{ А}. \qquad (25.2)$$

Однако промышленность не выпускает кабельные и воздушные линии напряжением 35 кВ на такие незначительные токи. Для глубокого ввода на промышленных предприятиях рационально применять напряжение 20 или 18 кВ ($10{,}5\sqrt{3} = 18$ кВ).

Напряжение 20 кВ, как показала практика эксплуатации систем электроснабжения в СССР и за рубежом, позволяет сооружать линии с простыми, дешевыми свечеобразными опорами небольших габаритов, что особенно важно в условиях промышленного предприятия. В этом случае для питания трансформаторов мощностью 1600 кВ·А потребуется ток $I_{\text{р}} = 1600/(\sqrt{3}\cdot 18) = 51$ А. Минимальные сечения алюминиевого провода будут близки к наименьшим сечениям по допустимой плотности тока. Применение напряжения 20 кВ для сетей промышленных предприятий позволяет выполнить сети более дешевыми воздушными линиями и резко сократить расходы электроэнергии на потери электроэнергии в распределительных сетях. Опыт эксплуатации цеховых сетей в ряде отраслей промышленности доказал бесспорные преимущества этого напряжения.

Однако в настоящее время в СССР для распределительных сетей, которые являются

наиболее протяженными, в основном применяют напряжение 6 и 10, реже 35 кВ. Рост электрических нагрузок ставит технический предел использования существующих систем электроснабжения. Для улучшения качества напряжения применяют регулирование напряжения трансформаторов, а для обеспечения питания новых потребителей прокладывают параллельные линии. Однако эти меры полностью не решают проблемы обеспечения возрастающего спроса на электроэнергию в городах и на промышленных предприятиях с сохранением ее качества. Использование напряжения 20 кВ в распределительных сетях позволяет не только уменьшить потери электроэнергии в линиях, но и существенно сократить число трансформаций за счет укрупнения трансформаторных подстанций. Однако внедрению напряжения 20 кВ препятствует отсутствие силовых и измерительных трансформаторов, кабелей, разъединителей, изоляторов, реакторов и предохранителей на напряжение 20 кВ. Для широкого применения напряжения 20 кВ можно предложить следующее:

1) Трансформаторы на напряжение 220/110/35 кВ следует переключить со звездами на треугольник и тем самым получить трансформаторы напряжением 220 – 110/20 кВ.

2) Следует снизить цену на кабели на напряжение 20 кВ.

3) Наладить производство измерительных трансформаторов напряжения и тока на 20 кВ на малые токи (50/5, 100/5 и т. д.).

4) Наладить производство разъединителей на напряжение 20 кВ, которые по стоимости мало отличаются от разъединителей 10 кВ, так как высота изолятора меняется незначительно, а масса фарфора возрастает всего на 2%.

5) Изоляторы 20 кВ могут применяться и на напряжение 6 кВ, поэтому выпуск последних можно сократить.

6) Наладить выпуск выключателей на напряжение 20 кВ и токи 400 – 2000 А.

7) Реакторы на напряжение 20 кВ можно заменить реакторами 10 кВ, включив их последовательно. Реакторы напряжением 10 кВ серийно выпускаются промышленностью.

8) Положение с предохранителями аналогично положению с выключателями, но значительно проще в решении. Удорожание предохранителей составит не более 1%.

## 25.3. ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ СПЕЦИАЛЬНЫХ СРЕДСТВ

Важным мероприятием по экономии электроэнергии является исключение или уменьшение числа дополнительных устройств в системах электроснабжения, расходующих значительное количество электроэнергии. Так, например, при симметрировании трехфазной системы применяют специальные симметрирующие устройства (СУ). В этом случае между цеховыми трансформаторами и приемниками в СУ теряется не менее 10% энергии, что вызывает необходимость установки еще одного устройства, по мощности равного мощности питающего трансформатора. Исключить СУ можно заменой питающего трансформатора со схемой соединения обмоток звезда-звезда трансформатором со схемой соединения обмоток звезда-зигзаг. При этом потери и стоимость трансформатора возрастут на 2 – 3%, но за счет исключения СУ сократятся потери электроэнергии на 5 – 8% и отпадает необходимость в производстве СУ.

Аналогичное положение имеет место и для фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ), устанавливаемых при несинусоидальности формы кривой тока и напряжения. Используя выпрямительные устройства по 12- или 24-фазной схеме, можно значительно уменьшить несинусоидальность, не применяя ФКУ.

Другим важным мероприятием по экономии электроэнергии является установление рационального шага номинальных мощностей силовых трансформаторов. При шаге, равном 1,35, шкала мощностей трансформатора равна 100, 135, 180, 240, 320, 560, 750, 1000 кВ·А и т. д. Наличие такого ряда мощностей обеспечивает при проектировании или реконструкции систем электроснабжении выбор (с учетом допустимой перегрузки) трансформатора без значительного завышения номинальной мощности. При применяемом в настоящее время шаге 1,6 шкала мощностей равна 100, 160, 250, 400, 630, 1000 кВ·А и т. д. Сокращение типоразмеров трансформаторов при таком шаге увеличивает их установленную мощность и снижает коэффициент их использования. Исследования, проведенные на предприятиях различных отраслей промышленности, показали, что коэффициент использования трансформаторов составляет всего 0,18 – 0,4.

Завышению установленной трансформаторной мощности способствует также проводимая тарифная политика. В настоящее вре-

мя потребитель подвергается штрафу в восьмикратном размере за перерасход электроэнергии (даже кратковременный), а при ее недоиспользовании – штрафу в полном размере потребляемой электроэнергии. Проведенные исследования подтверждают, что и штрафы, и сокращенная шкала номинальных мощностей трансформаторов приводят к низкому коэффициенту использования трансформаторной мощности. [17]. Низкая эффективность использования установленной трансформаторной мощности определяется также значительным завышением на стадии проектирования расчетных электрических нагрузок. Завышение расчетных электрических нагрузок вызвано следующими причинами:

а) с изменением технологических процессов, использованием в производстве нового оборудования, вводом автоматизированных систем управления технологическим процессом изменились показатели электрических нагрузок, вследствие чего устарели данные справочников и инструктивных материалов, а для новых типов оборудования их вообще нет;

б) электрическая нагрузка, рассчитанная по общепринятой методике [16], в основу которой положен метод упорядоченных диаграмм, всегда превышает действительную нагрузку; такое завышение составляет 20 – 200 %.

Эффективность использования электроэнергии во многом зависит от структуры построения электроснабжения. Многие современные промышленные предприятия характеризуются наличием значительного количества технологических линий с непрерывным технологическим процессом. Однако при проектировании систем электроснабжения проектировщиками-электриками не всегда учитывается технологичность производственного процесса. Например, если технологический процесс осуществляется по технологическим линиям рис. 25.2, которые расположены по длине всего цеха, то и электродвигатели исполнительных механизмов питаются, как правило, от всех подстанций, расположенных в цехе. В приведенном на рис. 25.2 цехе технологический процесс осуществляется по ряду параллельно работающих линий. Каждая линия питается от трех подстанций, встроенных в этот цех. При выходе из строя любого трансформатора двухтрансформаторной подстанции произойдет аварийный останов как минимум половины технологических линий. Аварийный останов приводит как к недовыпуску продукции, так и к значительному перерасходу электроэнергии на восстановление технологического процесса. Избежать этого можно, если при проектировании учитывать следующее:

а) разбивать цех на технологические зоны;

б) определять центр электрических нагрузок технологических зон;

в) питание цехов I и II категории по степени бесперебойности питания осуществлять от однотрансформаторных подстанций;

г) размещать трансформаторные подстанции в центре электрических нагрузок технологических зон;

д) магистральные шинопроводы соединять между собой перемычками с устройствами АВР и коммутационной аппаратурой для защиты от токов КЗ при параллельной работе трансформаторов;

е) питание приемников электроэнергии I и II категорий, общих для технологического процесса всего цеха, осуществлять от двух ближайших шинопроводов.

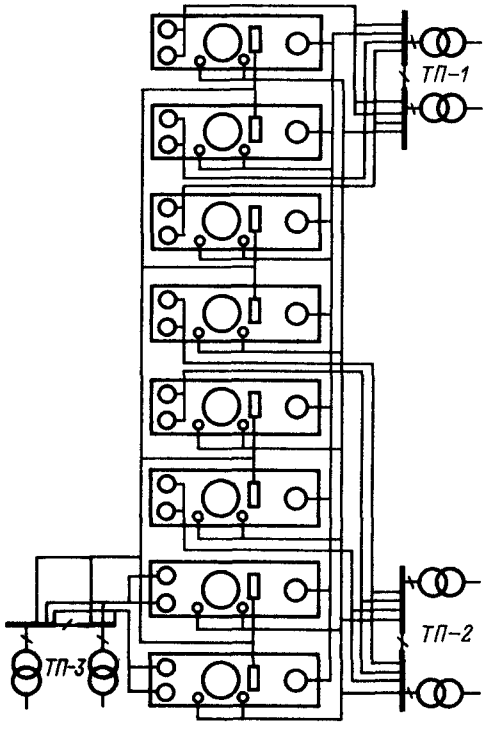



Рис. 25.2. Схема электроснабжения цеха, спроектированная без учета особенностей технологического процесса

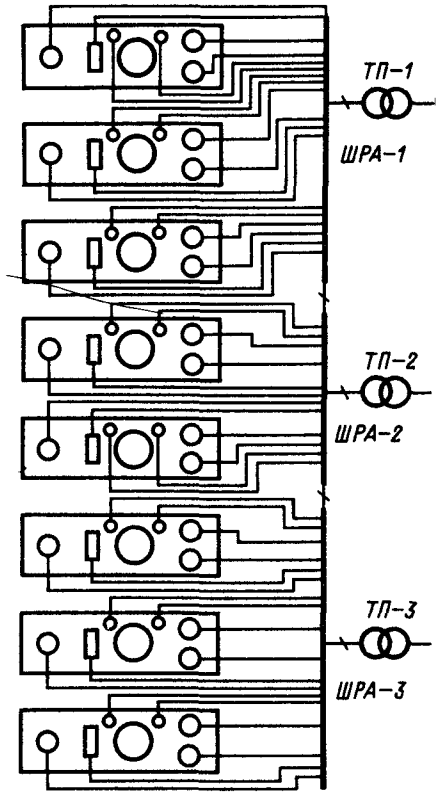



Рис. 25.3. Схема электроснабжения цеха, спроектированная с учетом особенностей технологического процесса

Пример выполнения системы электроснабжения по указанным принципам показан на рис. 25.3. Система электроснабжения, спроектированная с учетом технологического процесса, надежнее, чем система, спроектированная без учета технологии; кроме того, в ней установлено меньше силовых трансформаторов, а коэффициент использования их значительно выше.

## 25.4. ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЦЕХОВОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Эксплуатация электрического и механического оборудования промышленных предприятий в соответствии с техническими требованиями способствует сохранению его первоначального КПД и обеспечивает нормативный срок службы. Надежность работы электрооборудования значительно повышается при плановом применении системы межремонтного обслуживания, введенной на передовых предприятиях. Ее основу составляет график межремонтного обслуживания каждого участка. График определяет ежедневные задания электротехническому персоналу по проведению плановых осмотров и поддержанию оборудования в работоспособном состоянии в межремонтный период.

В этих заданиях должны предусматриваться следующие виды работ:

1) смазка подшипников электродвигателей, что уменьшает потери на трение и нагрев материалов, из которых изготовлен двигатель;

2) очистка воздушных фильтров системы подачи воздуха для принудительного охлаждения двигателей, очистка вентиляционных каналов от пыли, что уменьшает нагрев электродвигателей, а следовательно, и электрические потери;

3) проверка болтовых соединений шинопроводов 0,4 – 10 кВ. Периодические проверка и подтяжка болтовых соединений уменьшают потери электроэнергии. Активное сопротивление болтового соединения не должно превышать активного сопротивления целой шины аналогичной длины;

4) измерение сопротивления изоляции электрических машин, трансформаторов, аппаратов управления, кабелей и проводов. Поддержание сопротивления изоляции на высоком уровне (не менее 1 кОм на 1 В рабочего напряжения) – важное средство повышения надежности работы электрооборудования;

5) очистка ламп, осветительной арматуры, светильников и стекол оконных проемов. Это позволяет экономить 10 – 15% электроэнергии на освещение;

6) применение ограничителей ХХ на оборудовании, имеющем межоперационное время (т. е. время ХХ) 10 с и более, что всегда приводит к экономии электроэнергии. Эффективность проведения этого мероприятия можно определить с помощью диаграммы рис. 25.4. [61]. Для пользования диаграммой необходимо иметь среднюю мощность ХХ $P_х$, определяемую замером нагрузки привода на ХХ, кВт, номинальную мощность привода $P_{ном}$, кВт, количество циклов в час $n$, цикл/ч, а также время ХХ $t_х$, с.

По этим данным определяют параметры диаграммы

$$a = P_х/P_{ном}; \qquad (25.3)$$

$$b = 1/(4t_х). \qquad (25.4)$$

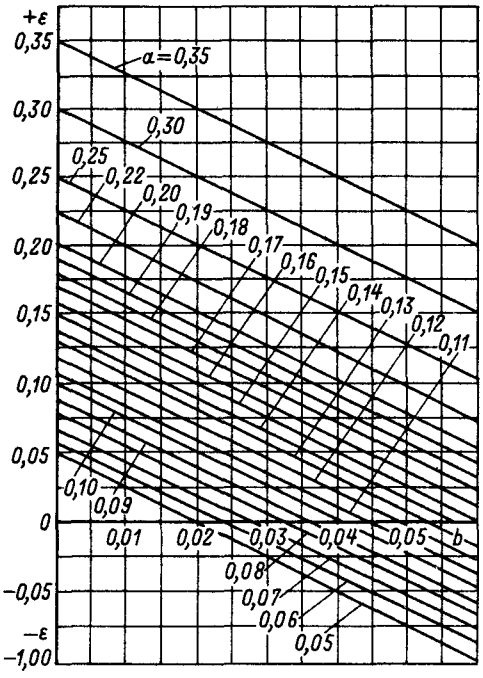



Рис. 25.4. Диаграмма определения эффективности ограничителей холостого хода

Зная параметры $a$ и $b$, на диаграмме находят показатель эффективности ε. С его помощью определяют часовую экономию электроэнергии системой электропривода, кВт·ч,

$$\Delta Э = \varepsilon \frac{n P_{ном} t_х}{3600}; \qquad (25.5)$$

7) замену незагруженных электродвигателей электродвигателями меньшей мощности. При коэффициенте использования электродвигателя $k_и = 0{,}45$ (если нет технологической необходимости установки двигателя повышенной мощности из-за большого момента сопротивления при пуске привода) замена электродвигателя всегда целесообразна. Вопрос об экономической целесообразности замены электродвигателей при коэффициентах использования $k_и = 0{,}45 \div 0{,}7$ решают на основании технико-экономических расчетов. Критерием эффективности замены служит разность суммарных потерь активной мощности в двигателях при установившейся нагрузке

$$\Delta P_{сум} = P_{сум\,1} - P_{сум\,2}. \qquad (25.6)$$

Суммарные потери электроэнергии в электродвигателях определяют по формуле [69]

$$P_{сум} = [Q_х(1 - k^2_{и,а}) + k^2_{и,а} Q_{ном}] k_{и,п} + \Delta P_х + k^2_{и,а} \Delta P_{ном}, \qquad (25.7)$$

где $Q_х = \sqrt{3}\, U_{ном} I_х$ – реактивная мощность ХХ, квар; $I_х$ – ток ХХ, А; $U_{ном}$ – номинальное напряжение, В; $k_{и,а} = P_{ср}/P_{ном}$ – коэффициент использования по активной мощности; $P_{ср}$ – средняя нагрузка электродвигателя, кВт; $P_{ном}$ – номинальная мощность, кВт; $Q_{ном} = \frac{P_{ном}}{\eta_д} \operatorname{tg} \varphi_{ном}$ – реактивная мощность при номинальной нагрузке, квар; $\eta_д$ – номинальный КПД; $\operatorname{tg} \varphi_{ном}$ – производная от номинального коэффициента мощности; $k_{и,п}$ – коэффициент изменения потерь; $\Delta P_х = P_{ном}\left(\frac{1-\eta_д}{\eta_д}\right)\left(\frac{\gamma}{1-\gamma}\right)$ – потери активной мощности при ХХ, кВт; $\Delta P_{ном} = P_{ном}\left(\frac{1-\eta_д}{\eta_д}\right)\left(\frac{1}{1+\gamma}\right)$ – потери активной мощности при 100%-ной загрузке, кВт; $\gamma = \frac{\Delta P_х}{\Delta P_{ном}}$ – расчетный коэффициент, зависящий от конструкции двигателя, определяют по выражению

$$\gamma \doteq \frac{\Delta P_х,\ \%}{(1 - \eta_д,\ \%) - \Delta P_х\ \%}. \qquad (25.8)$$

Вопрос о замене электродвигателя решают после детального изучения технологического процесса совместно с технологами, так как в некоторых случаях возможен рост нагрузки электродвигателя при усовершенствовании технологического процесса или увеличения объема производства.

## 25.5. РАЗРАБОТКА ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Основная часть электроэнергии, потребляемой промышленными предприятиями (85–90%), расходуется технологическими механизмами, следовательно, повышение эффективности их использования приводит к экономии электроэнергии. В технической литературе недостаточно рассмотрены вопросы эффективного использования электроэнергии и ее экономии непосредственно в производстве продукции во взаимосвязи

с производительностью оборудования, качеством продукции, качеством электроэнергии и рядом других технологических факторов, влияющих на удельный расход электроэнергии.

Получение зависимости расхода электроэнергии от одного или нескольких технологических факторов расчетным путем представляет сложную задачу; при этом результаты часто значительно отличаются от экспериментальных данных. Как правило, технологические участки, цехи являются сложными объектами исследований, и отсутствие данных о всех взаимосвязях и технологических факторах, влияющих на эффективность работы участков, цехов, не позволяет для решения этой задачи моделировать эти участки, цехи в лабораторных условиях. Анализ методов математического моделирования показал, что наиболее подходящими для таких задач являются приемы планирования эксперимента. Характерной особенностью математической теории эксперимента является то, что она позволяет выбрать оптимальную стратегию исследования и представляет собой новый подход к построению математических моделей различных по своей природе объектов. Математическую модель удельного расхода электроэнергии от технологических факторов можно использовать как для анализа эффективности работы участков, цехов, так и для управления режимами электропотребления в часы максимумов энергосистемы.

## 25.6. ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ИСПЫТАНИИ ДВИГАТЕЛЕЙ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ

Двигатели внутреннего сгорания (ДВС) являются составной частью энергетической базы народного хозяйства. Общая мощность поршневых двигателей, используемых в отраслях промышленности, превысила более чем в 5 раз установленную мощность всех стационарных электростанций страны.

Технология производства ДВС предусматривает обкатку и испытания выпускаемых двигателей. Различают холодную и горячую (или грузовую) обкатку, испытания без нагрузки и под нагрузкой. Горячая обкатка и испытания заключаются в собственной работе ДВС с различными нагрузками и частотой вращения вала испытуемого двигателя. Длительность этих режимов определяется типом двигателя и изменяется в пределах от нескольких минут до десятков (в ряде случаев сотен) часов.

При обкатке и испытаниях ДВС под нагрузкой на валу двигателя вырабатывается механическая энергия. Преобразование этой энергии в электрическую и передача ее в систему электроснабжения предприятия равноценны вводу новых электрогенерирующих мощностей без дополнительных на это затрат. Количество электроэнергии, которое можно получить при серийных испытаниях ДВС, на ряде предприятий составляет 15–50% потребляемой электроэнергии и более в режиме максимума нагрузки. Экономический эффект при этом достигается за счет снижения как потребления полезной электроэнергии из внешней среды, так и потерь, возникающих при передаче этой электроэнергии. Последнее объясняется тем, что испытания ДВС производят непосредственно в цехах предприятия и получаемая электроэнергия передается в систему электроснабжения этого же предприятия.

Для получения электроэнергии при испытаниях ДВС используют испытательные стендовые установки, представляющие собой сложное устройство, назначение которого заключается в выполнении многоплановых технологических и одновременно электрогенерирующих функций. Существует большое многообразие стендовых испытательных установок. Область применения различных стендов ограничивается технологическими требованиями испытаний и их энергетическими показателями в различных нагрузочно-скоростных режимах. Ниже приведены краткие сведения об испытательных стендах.

**Стенд с электрической машиной постоянного тока.** В испытательных стендах ДВС наибольшее распространение получили электрические машины постоянного тока с балансирной подвеской. Испытательный стенд такого типа позволяет получать технологические режимы испытаний в нагрузочно-скоростном диапазоне. Однако максимальное использование энергии, вырабатываемой испытуемым двигателем, составляет 70%. Испытания ДВС, как правило, начинают на пониженных частотах вращения с постепенным увеличением частоты вращения и нагрузки двигателя до 90–100%, поэтому экономический эффект от получения электроэнергии незначителен.

**Стенд на основе асинхронной машины с фазным ротором.** В настоящее время для обкатки и испытаний тракторных, комбайновых и автомобильных двигателей используют стенды на основе асинхронной машины с жидкостным реостатом в цепи ротора.

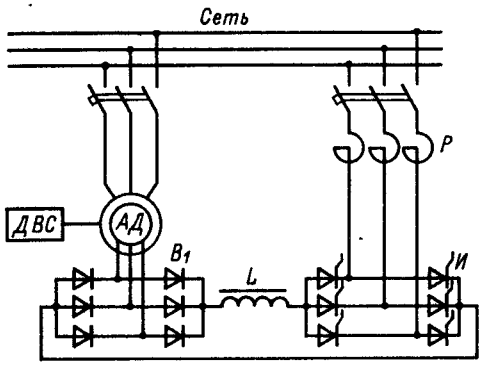



Рис. 25.5. Стендовая испытательная установка по схеме вентильного каскада:

*Р* – реактор; *И* – инвертор; $B_1$ – выпрямитель; *L* – дроссель

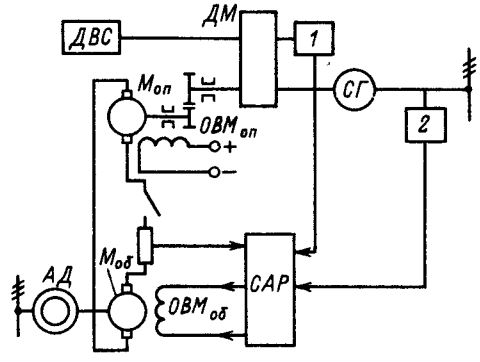



Рис. 25.7. Структурная схема электромеханического испытательного стенда с синхронным нагрузочным генератором:

*1* – датчик скорости; *2* – датчик угла нагрузки; *ДМ* – дифференциальный планетарный резуктор; $M_{оп}$ – $M_{об}$ – система генератор – двигатель

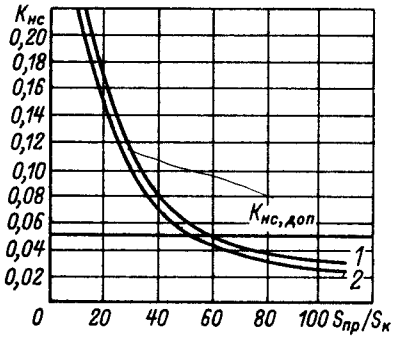



Рис. 25.6. Зависимости коэффициента несинусоидальности напряжения сети от отношения $S_{пр}/S_к$ для испытательных стендов, выполненных по схеме АВК с различными преобразователями:

*1* – ТДЕР2-100-380Н; ТДПР2-160/380Н; ТДПР2-320/380; *2* – ТДП2-0630/400-2Т; ТДП2-1250/400-2Т

Максимальное использование энергии, вырабатываемой ДВС, для такого стенда составляет 85–90% в номинальном режиме работы асинхронной машины. Перспективным вариантом испытательного стенда на базе асинхронной машины является стенд, выполненный по схеме асинхронного вентильного каскада (АВК) (рис. 25.5). Непосредственное преобразование механической энергии, вырабатываемой ДВС, а также возвращение в сеть энергии скольжения обеспечивают использование полученной энергии в пределах 81–83%.

На рис. 25.6 приведены зависимости коэффициента несинусоидальности напряжения сети от отношения мощности преобразователя АВК $S_{пр}$ к мощности КЗ сети $S_к$. Эти зависимости позволяют решить вопрос о возможности использования стендов, выполненных на основе серийно выпускаемых АВК (с преобразователями типов ТДЕР, ТДПР2 и ТДП2), в системах электроснабжения предприятий.

**Электромеханический стенд с синхронным нагрузочным генератором.** Применение синхронных двигателей (СГ) в качестве нагрузочных устройств испытательных стендов ДВС позволяет наряду с активной вырабатывать реактивную энергию. С точки зрения повышения коэффициента мощности сети такое решение является оптимальным, так как обеспечивает компенсацию реактивной мощности непосредственно в цеховой сети.

Схема испытательного стенда, выполненного на основе нагрузочного СГ и работающего на сеть предприятия, приведена на рис. 25.7. Для согласования работы испытуемого ДВС и СГ применена двухпоточная электромеханическая передача (ДЭМП), обеспечивающая стабилизацию частоты вращения на валу СГ и поддержание заданного угла нагрузки. Сочетание ДЭМП и СГ в стендовой установке позволяет получать электроэнергию с параметрами, соответствующими требованиям ГОСТ 13109–67*, и дополнительно решать задачу компенсации реактивной мощности сети.

Полезную активную мощность на выходе стенда определяют из выражения [128]

$$P_{с\,г} = M_{д\,в\,с}(2\omega_а - \omega_а \left| \frac{\omega_а - 1}{\omega_а} \right| \Psi_п \times$$

$$\times \frac{Д+1}{2} \omega_{а\,max}) - \Delta P_{с\,г},$$

где $M_{д\,в\,с}$ момент, развиваемый на валу ДВС, $\omega_а$, $\omega_{а\,max}$ – текущее и максимальное значения частоты вращения вала ДВС, $\Psi_п$ – коэффициент потерь дифференциального планетарного редуктора, $Д$ – диапазон частоты вращения вала ДВС при испытаниях $\Delta P_{с\,г}$ – потери мощности в синхронном генераторе Максимальная степень использования энергии, вырабатываемой ДВС для стендов рассмотренного типа, составляет 87–90% и имеет место в режиме испытаний, когда нагрузка на валу СГ достигает номинального значения, а частота вращения вала машины $M_{оп}$ равна нулю

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ


1 **Сигорский В. П.** Математический аппарат инженера Киев Техніка, 1977 766 с

2 **Брамеллер А., Аллан Р., Хэмэм Я.** Слабозаполненные матрицы Анализ электроэнергетических систем М Энергия, 1979 192 с

3 **Гамазин С. И., Черепанов В. В.** Применение алгебры матриц и теории вероятностей к решению задач электроснабжения Горький ГГУ, 1979 94 с

4 **Фильчаков П. Ф.** Численные и графические методы прикладной математики Справочник Киев Наукова думка, 1970 791 с

5 **Гутер Р. С., Овчинский Б. В.** Элементы численного анализа и математической обработки результатов опыта М Наука, 1970 432 с

6 **Численные** методы/Н И Данилина, Н С Дубровская, О П Кваша и др М Высшая школа, 1976 368 с

7 **Илларионов А. Г., Сасин В. Я.** Применение теории вероятностей и математической статистики в теплофизических исследованиях М МЭИ, 1980 94 с

8 **Математическая** статистика/В М Иванова, В Н Калинина, Л А Нешумова, И О Решетникова М Высшая школа, 1981 368 с

9 **Кузин Л. Т.** Основы кибернетики М Энергия, 1973 503 с

10 **Сергеев Н. П., Домнин Л. Н.** Алгоритмизация и программирование М Радио и связь, 1982 232 с

11 **Применение** ЭВМ для автоматизации технологических процессов в энергетике/М А Беркович, Г А Дорошенко, У К Курбангалиев и др М Энергоатомиздат, 1983 312 с

12 **Щукин Б. Д., Лыков Ю. Ф.** Применение ЭВМ для проектирования систем электроснабжения М Энергоиздат, 1982 176 с

13 **Безбородов Ю. Н.** Индивидуальная отладка программ М Наука, 1982 190 с

14 **Гамазин С. И., Черепанов В. В.** Применение методов математического программирования при проектировании систем электроснабжения Горький ГГУ, 1980 90 с

15 **Гамазин С. И., Черепанов В. В.** Применение методов нелинейного и динамического программирования в задачах электроснабжения Горький ГГУ, 1981 93 с

16 **Указания** по определению электрических нагрузок в промышленных установках – Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок, 1968, № 6, с 3–17

17 **Федоров А. А., Каменева В. В.** Основы электроснабжения промышленных предприятий М Энергоатомиздат, 1984 472 с

18 **Справочник** по электроснабжению промышленных предприятий Промышленные электрические сети/Под общ ред А А Федорова и Г В Сербиновского М Энергия, 1980 576 с

19 **Методика** технико-экономических расчетов в энергетике М ГКНТ при СМ СССР, 1966 22 с

20 **Чернухин А. А., Флаксерман Ю. Н.** Экономика энергетики СССР М Энергоатомиздат, 1985 412 с

21 **Керного В. В., Поспелов Г. Е., Федин В. Т.** Местные электрические сети Минск Вышэйшая школа, 1972 376 с

22 **Михайлов В. В.** Надежность электроснабжения промышленных предприятий 2-е изд М Энергоиздат, 1982 152 с

23 **Розанов М. Н.** Надежность электроэнергетических систем М Энергоатомиздат, 1984 198 с

24 **Шишонок Н. А., Репкин В. Ф., Барвинский Л. Л.** Основы теории надежности М Советское радио, 1964 550 с

25 **Федоров А. А., Катарская А. А.** Основы электроснабжения промышленных предприятий М МЭИ, 1975, Ч 1, 226 с

26 **Муравьев В. П., Разгильдеев Г. И.** Надежность систем электроснабжения и электрооборудования подземных разработок шахт М Недра, 1970 145 с

27 **Бабочкин В. Т., Савин В. И.** Оперативное планирование и управление энергоремонтом Минск Белорусский НИИНТИ и

ТЭМ Госплана БССР, Сер. Энергетика, 1980. 40 с.

28. **Синягин Н. Н., Афанасьев Н. А., Новиков С. А.** Система планово-предупредительного ремонта оборудования сетей и промышленной энергетики. — 3-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1984. 448 с.

29. **Разгильдеев Г. И., Захарова А. Г.** Математическая модель замены электрооборудования с учетом неравномерности отказов. Изв. вузов. сер. Энергетика, 1981, № 9, с. 79—84.

30. **Белых Б. П., Заславец Б. И.** Распределительные электрические сети рудных карьеров. М.: Недра, 1978. 239 с.

31. **Правила** устройства электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 1985. 640 с.

32. **Техника** высоких напряжений/Г. Н. Александров, В. Л. Иванов, К. П. Кадомская и др.; Под ред М. В. Костенко. М.: Высшая школа, 1973. 528 с.

33. **Правила** технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. — 3-е изд. Днепропетровск: Проминь, 1975. 352 с.

34. **Техника** высоких напряжений/Л. Ф. Дмоховская, В. П. Ларионов, Ю. С. Пинталь и др.; Под ред. Д. В. Разевига. М.: Энергия, 1976. 488 с.

35. **Лихачев Ф. А.** Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и компенсация емкостных токов. М.: Энергия, 1971. 152 с.

36. **Электрическая** часть станций и подстанций/А. А. Васильев, И. П. Крючков, Е. Ф. Наяшкова и др.; Под ред. А. А. Васильева. М.: Энергия, 1980. 608 с.

37. **Долгинов А. И.** Техника высоких напряжений в электроэнергетике. М.: Энергия, 1968. 464 с.

38. **Найфельд М. Р.** Заземление, защитные меры электробезопасности. М.: Энергия, 1971. 312 с.

39. **Долин П. А.** Основы техники безопасности в электрических установках. М.: Энергоатомиздат, 1984. 448 с.

40. **Альбом А60.** Молниезащита зданий и сооружений промышленных предприятий. М.: ГПИ Тяжпромэлектропроект, 1970. 22 с.

41. **Инструкция** по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений (СН 305-77). М.: Стройиздат, 1978. 47 с.

42. **Правила** технической эксплуатации электрических станций и сетей. М.: Энергия, 1977. 288 с.

43. **Руководящие** указания по защите электростанций и подстанций 3—500 кВ от прямых ударов молнии и грозовых волн, набегающих с линий электропередачи. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1975. 32 с.

44. **Руководящие** указания по расчету зон защиты стержневых и тросовых молниеотводов. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1974. 20 с.

45. **Ульянов С. А.** Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М.: Энергия, 1970. 520 с.

46. **Электротехнический** справочник/Под ред. В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, Л. А. Жукова и др. Т. 2. М.: Энергоиздат. 640 с.

47. **Руководящие** указания по расчету коротких замыканий, выбору и проверке аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания. М.: МЭИ, 1975. 33 с.

48. **Инструкция** по проектированию электроснабжения промышленных предприятий. СН 174-75. М.: Стройиздат, 1976. 57 с.

49. **Проектирование** промышленных электрических сетей/Под ред. В. И. Круповича. М.: Энергия, 1979. 328 с.

50. **Спеваков П. И.** Проверка на автоматическое отключение линий в сетях до 1000 В. М.: Энергия, 1971. 88 с.

51. **Двоскин Л. И.** Схемы и конструкции распределительных устройств. М.: Энергия, 1974. 192 с.

52. **Справочник** по электроснабжению промышленных предприятий. Электрооборудование и автоматизация/Под общ. ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. М.: Энергоиздат, 1981. 624 с.

53. **Федоров А. А., Никульченко А. Г., Быстрицкий Г. Ф.** Методические указания по расчету допустимой перегрузки воздушных линий в системах электроснабжения промышленных предприятий. М.: МЭИ, 1975. 100 с.

54. **Железко Ю. С.** Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах. М.: Энергоиздат, 1981. 200 с.

55. **Инструкция** по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях/Минэнерго СССР. М.: СПО «Союзтехэнерго», 1981. 27 с.

56. **Прейскурант № 09-01.** Тарифы на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую энергосистемами и электростанциями/Минэнерго СССР. М.: Прейскурантиздат. 1980. 47 с.

57. **Копытов Ю. В., Чуланов Б. А.** Экономия электроэнергии в промышленности: Справочник. М.: Энергоатомиздат, 1982. 112 с.

58. **Федоров А. А., Корнилов Г. П.** Основы компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения с вентильными преобразователями. М.: МЭИ, 1982. 100 с.

59. **Указания** по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях. М.: Энергия, 1974. 73 с.

60. **Арион В. Д., Журавлев В. Г.** Применение динамического программирования к задачам электроэнергетики. Кишинев: Штиинца, 1981. 133 с.

61. **Глинтерник С. Р.** Электромагнитные процессы и режимы мощных статических преобразователей. Л.: Наука, 1970. 308 с.

62. **Клейн П. Н.** Выбор кабелей с учетом постоянной времени нагрева. Инструк-

тивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок. М.: Энергия, 1965. 24 с.

63. **ГОСТ 13109–67*.** Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения. 12 с.

64. **Жежеленко И. В., Рабинович М. Л., Божко В. М.** Качество электроэнергии на промышленных предприятиях. Киев: Техніка, 1981. 160 с.

65. **Вагин Г. Я.** Режимы электросварочных машин. М.: Энергоатомиздат, 1985. 192 с.

66. **Маркушевич Н. С., Солдаткина Л. А.** Качество напряжения в городских электрических сетях. М.: Энергия, 1975. 256 с.

67. **Милях А. Н., Шидловский А. К., Кузнецов В. Г.** Схемы симметрирования однофазных нагрузок в трехфазных цепях. Киев: Наукова думка, 1973. 219 с.

68. **Шидловский А. К., Музыченко А. Д.** Таблицы симметричных составляющих. Киев: Наукова думка, 1976. 201 с.

69. **Солдаткина Л. А.** Электрические сети и системы. М.: Энергия, 1972. 272 с.

70. **Электротехнический** справочник. Т. 3, кн. 1./Под ред. В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, Л. А. Жукова и др. М.: Энергоиздат, 1982. 656 с.

71. **Байтер И. И.** Релейная защита и автоматика питающих элементов собственных нужд тепловых электростанций. М.: Энергия, 1975. 121 с.

72. **Беркович М. А., Семенов В. А.** Основы техники релейной защиты. М.: Энергоатомиздат, 1984. 583 с.

73. **Какуевицкий Л. И., Смирнова Т. В.** Справочник реле защиты и автоматики. М.: Энергия, 1972. 344 с.

74. **Чернобровов Н. В.** Релейная защита. М.: Энергия, 1974. 680 с.

75. **Андреев А. В., Бондаренко Е. В.** Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения. М.: Высшая школа, 1975. 376 с.

76. **Федосеев А. М.** Релейная защита электрических систем. М.: Энергия, 1976. 560 с.

77. **Глух Е. М., Зеленов В. Е.** Защита полупроводниковых преобразователей. М.: Энергия, 1970. 152 с.

78. **Шабад М. А.** Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Л.: Энергия, 1976. 288 с.

79. **Кривенков В. В., Новелла В. Н.** Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. М.: Энергоиздат, 1981. 328 с.

80. **Барзам А. Б.** Системная автоматика. М.: Энергия, 1973. 392 с.

81. **Беркович М. А., Гладышев В. А., Семенов В. А.** Автоматика энергосистем. М.: Энергия, 1980. 224 с.

82. **Голубев М. Л.** Автоматическое повторное включение в распределительных сетях. М.: Энергоиздат, 1982. 94 с.

83. **Гельфанд Я. С., Голубев М. Л., Царев М. И.** Релейная защита и электроавтоматика на переменном оперативном токе. М.: Энергия, 1973. 280 с.

84. **Красник В. В.** Автоматические устройства по компенсации реактивной мощности в электросетях предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1983. 136 с.

85. **Данцис Я. Б., Жилов Г. М.** Искусственная компенсация реактивных нагрузок мощных токоприемников промышленных предприятий. Л.: Энергия, 1980. 176 с.

86. **Карпов Ф. Ф., Солдаткина Л. А.** Регулирование напряжения в электросетях промышленных предприятий. М.: Энергия, 1970. 224 с.

87. **Ильяшов В. П.** Конденсаторные установки промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1983. 152 с.

88 **Новицкий В. М., Гольдштейн Е. И., Собакин Е. Л., Траут Л. В.** Телемеханика. М.: Высшая школа, 1967. 424 с.

89. **Митюшкин К. Г.** Телемеханика в энергосистемах. М., Энергия, 1975. 351 с.

90. **Соскин Э. А.** Основы диспетчеризации и телемеханизации промышленных систем энергоснабжения. М.: Энергия, 1977. 400 с.

91. **Пшеничников А. М., Портнов М. Л.** Телемеханические системы на интегральных схемах. М.: Энергия, 1977. 297 с.

92. **Тутевич В. Н.** Телемеханика. М.: Энергия, 1973. 383 с.

93. **Фремке А. В.** Телеизмерения. М.: Высшая школа, 1975. 247 с.

94. **Ильин В. А.** Телеуправление и телеизмерение. М.: Энергоатомиздат, 1982. 560 с.

95. **Гарус М. В., Свердлин В. М., Исаков Е. Н.** Операторские и диспетчерские пункты автоматизированных систем управления предприятиями. М.: Энергия, 1974. 134 с.

96. **Морозова И. Н.** Средства телемеханики. Щиты и пульты. Номенклатурный справочник. М.: ЦНИИ ТЭИ приборостроения, 1982. 44 с.

97. **Шаин А. Д., Левин А. Г.** Наладка устройств телемеханики на промышленных предприятиях. М.: Энергия, 1980. 96 с.

98. **Адаптивные** телеизмерительные системы/Б. Я. Авдеев, Е. М. Антонюк, С. Н. Долинов и др. Л.: Энергоиздат, 1981. 248 с.

99. **Правила** пользования электрической и тепловой энергией. М.: Энергоиздат, 1982. 112 с.

100. **Счетчики** электрические переменного тока. ГОСТ 6570–75. М.: Изд-во стандартов, 1975. 28 с.

101. **Автоматизированная** информационно-измерительная система учета и контроля электроэнергии ИИСЭ1–48. Техническое описание АСУ 3.031.000 Т.О. Вильнюс: 1983. 71 с.

102. **Зыкин Ф. А., Каханович В. С.** Измерение и учет электрической энергии. М.: Энергоиздат, 1982. 104 с.

103. **Чиликин М. Г., Сандлер А. С.** Общий курс электропривода. М.: Энергоиздат, 1981. 332 с.

104. **Шидловский А. К., Кузнецов В. Г., Николаенко В. Г.** Экономическая оценка последствий снижения качества электрической энергии в современных системах электроснабжения. Киев: ИЭЛ УССР. Препринт 253, 1981. 56 с.

105. **Сыромятников И. А.** Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей. М. Энергоатомиздат, 1984. 527 с.

106. **Бойко Ф. К.** Повышение эффективности использования оборудования и электроэнергии. Алма-Ата: Наука, 1979. 158 с.

107. **Рабинович Р. С.** Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. М.: Энергия, 1980. 343 с.

108. **Мельников Н. А.** Электрические сети и системы. М.: Энергия, 1975. 462 с.

109. **Электротехнический** справочник. Т. 3, кн. 2. Использование электрической энергии/Под общ. ред. В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, Л. А. Жукова. М.: Энергоиздат, 1982. 656 с.

110. **Справочник** по проектированию электрических сетей и электрооборудования/Под ред. В. И. Круповича, Ю. Г. Барыбина, М. Л. Самовера. М.: Энергоиздат, 1981. 408 с.

111. **Техническая** документация на муфты для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией до 35 кВ/Г. Е. Хромченко, Е. З. Бранзбург, В. В. Белоцерковец и др. М.: Энергоиздат, 1982. 328 с.

112. **Мукосеев Ю. Л.** Распределение переменного тока в токопроводах. М.: Госэнергоиздат, 1959. 136 с.

113. **Семчинов А. М.** Токопроводы промышленных предприятий. Л.: Энергоиздат, 1984. 208 с.

114. **Смелянский М. С., Бортничук Н. И.** Короткие сети электрических печей. М.: Госэнергоиздат, 1962. 94 с.

115. **Руцкий А. И.** Железные шины распределительных устройств. Минск: БПИ, 1974. 108 с.

116. **Справочник** энергетика промышленных предприятий. Т. 1. М.: Госэнергоиздат, 1961. 840 с.

117. **Холявский Г. Б.** Расчет электродинамических усилий в электрических аппаратах. М.: Госэнергоиздат, 1961. 184 с.

118. **Госстрой СССР.** Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий СН 375–77. М.: Стройиздат, 1977. 95 с.

119. **Справочник** по проектированию электроснабжения, линий электропередачи и сетей/Под ред. В. И. Круповича, Ю. Г. Барыбина, М. Л. Самовера. М.: Энергия, 1980. 456 с.

120. **Электротехнический** справочник/Под ред. В. Г. Герасимова. П. Г. Грудинского, В. А. Лабунцова и др. Т. 1. М.: Энергоатомиздат, 1985, 488 с.

121. **Овчаренко А. С., Рабинович М. Л.** Технико-экономическая эффективность систем электроснабжения промышленных предприятий. Киев: Техніка, 1977. 172 с.

122. **Дизельные** и карбюраторные электроагрегаты и станции: Справочник/А. П. Алексеев, Т. Ф. Кудряшов, Е. Е. Чекменов; Под ред. В. А. Андрейковой. М.: Машиностроение, 1973, 544 с.

123. **Алексеев А. П., Чекменов Е. Е.** Передвижные электростанции. М.: Воениздат, 1974. 336 с.

124. **Равикович И. Д.** Техника безопасности в передвижных электроустановках. М.: Энергия, 1976. 144 с.

125. **Уваров С. Н.** Передвижные электрические станции большой мощности. Л.: Энергия, 1977. 160 с.

126. **Кудряшов Г. Ф., Старостин Л. И.** Передвижные энергетические установки. Устройство, эксплуатация и техническое обслуживание. М.: Энергия, 1978. 288 с.

127. **Основные** направления экономического и социального развития СССР на 1981–1985 годы и на период до 1990 года. М.: Политиздат, 1981. 95 с.

128. **Федоров А. А., Старкова Л. Е.** Вопросы экономии электрической энергии при испытаниях двигателей внутреннего сгорания. – В кн.: Повышение надежности и качества электро- и теплоснабжения г. Москвы. М.: Изд-во МДНТП, 1983, с. 100–105.

129. **Справочник** по электропотреблению в промышленности/Под ред. Г. П. Минина, Ю. В. Копытова. М.: Энергия, 1978. 496 с.

130. **Петров Г. Н.** Электрические машины. Ч. 1. М.: Энергия, 1974. 240 с.

131. **Боднар В. В.** Нагрузочная способность силовых трансформаторов. М.: Энергоатомиздат, 1983. 176 с.

132. **Айзерман М. А., Браверман Э. М., Розеноэр Л. И.** Метод потенциальных функций в теории обучения машин. М.: Наука, 1970. 383 с.

133. **Федоров А. А., Садчиков С. В.** Характеристики и алгоритмы формирования и отбора вариантов систем промышленного электроснабжения. – Электричество, 1982, № 2, с. 1–5.

134. **Кочин Н. Е.** Векторное исчисление и начала тензорного исчисления. М.: Наука, 1975. 426 с.

135. **Мукосеев Ю. Л.** Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Энергия, 1973. 583 с.

136. **Вентцель Е. С.** Теория вероятностей. М.: Наука, 1969. 547 с.

137. **Полупроводниковые** выпрямители/Ф. И. Ковалева, Г. П. Мосткова. М.: Энергия, 1978. 474 с.

138 **Вишневский А. Н., Руденко В. С., Платонов А. П.** Силовые ионные и полупроводниковые приборы М Высшая школа, 1975 343 с

139 **Справочник** по преобразовательной технике/П М Чиженко Киев Техніка, 1978 447 с

140 **Гельман М. В., Лохов С. П.** Тиристорные регуляторы переменного напряжения М Энергия, 1975 104 с

141 **Янке Е., Эмде Ф., Леш Ф.** Специальные функции (формулы, графики, таблицы) Пер с нем /Л И Серов М Наука, 1977 107 с

142 **Повышение** надежности и экономичности систем электроснабжения предприятий цветной металлургии/В Г Сальников, Я Л Фишлер, Л М Пестряева и др М ЦНИИцветмет, экономики и информации, 1982 55 с

143 **Тиристорная** преобразовательная техника в цветной металлургии/А Д Никулин, Л С Родштейн, В Г Сальников, В А Бобков М Металлургия, 1983, 170 с

144 **Определение** коэффициента несинусоидальности напряжения в системе электроснабжения серий электролизеров цветных металлов/А А Федоров, П И Семичевский, Н А Семичевская, В Г Сальников — Промышленная энергетика, 1983 № 4, с 35—37

145 **Жеженко И. В.** Показатели качества электроэнергии на промышленных предприятиях М Энергия, 1977 125 с

146 **Влияние** параметров системы электроснабжения и режимов работы полупроводникового выпрямительного агрегата серии электролизеров цветных металлов на коэффициент несинусоидальности/А А Федоров, В, Г, Сальников, П И Семичевский, Н А Семичевская — Изв вузов Сер Энергетика, 1982, № 12, с 31—36

147 **Сальников В. Г.** Экономия электроэнергии в промышленности Алма-Ата Казахстан, 1983 140 с

148 **Пелисье Рене.** Энергетические системы Пер с франц М Высшая школа, 1982 568 с

149 **Каталоги** Информэлектро 1978—1985 гг

# ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ


## А

Автоматическая разгрузка по частоте 393
Автоматическое включение резерва (АВР) 342, 368
— — — для линий, оборудованных выключателями с пружинными приводами 374
— — — на оперативном переменном токе в установках высокого напряжения 374
— — — — — — — — — напряжением до 1 кВ 380
— — — — — постоянном токе в установках высокого напряжения 369
— — — — — — — — — напряжением до 1 кВ 379
— — — резервного ввода для выключателя с пружинным приводом 375
— — — секционного выключателя 372, 373
— — — электродвигателей 343
— — резервного трансформатора 371
— — резервной линии 369
— — резервных электродвигателей 372
— — секционного выключателя 371
— повторное включение (АПВ) 344
— — — линий 346
— — — трансформаторов 356
— — — шин 359
— — — электродвигателей 362
— регулирование (АР) мощности конденсаторных батарей 384
— — — конденсаторных установок 343
Активное сопротивление шинопровода 503
Амортизационные отчисления, нормы 50, 52, 248

## Б

Базисная мощность 130
Базисное напряжение 130

## В

Вентильные преобразователи 278
Влияние несимметрии токов и напряжений на работу электрооборудования 287
— несинусоидальности формы кривой напряжения на работу электрооборудования 282
— режима напряжения на работу приемников электроэнергии 288
— установок электродуговой сварки на качество электроэнергии 280
— электродуговых печей на качество электроэнергии 280
Воздушные линии 55
Выбор выключателей напряжением выше 1 кВ 167, 168
— изоляторов 169, 476
— мощности компенсирующих устройств 222, 239
— напряжений 248
— предохранителей 168
— разъединителей 168
— реакторов 175
— сечений проводов и жил кабелей 264
Выбор трансформаторов напряжения 184
— — тока 182
— шин 169
— электрических аппаратов 164
Высшие гармонические напряжения и тока 282, 303

## Д

Диспетчеризация 395
Доверительные интервалы, построение 22
Дополнительные потери активной мощности и электроэнергии в элементах систем электроснабжения промышленных предприятий, обусловленные изменением частоты питающего напряжения 460
— — — — — — — — — — — — — несимметрией напряжения 457
— — — — — — — — — — — — — несинусоидальными токами 451
Допустимые перегрузки воздушных и кабельных линий 193
— — генераторов промышленных электрических станций 187
— — элементов систем электроснабжения 186

## З

Заземление 103
Заземлители естественные 104
— искусственные 104
Заземляющие устройства 103, 121
Защита асинхронных и синхронных двигателей 315
— кабельных и воздушных линий 333
— силовых трансформаторов 305
— цеховых электрических сетей 529
Защитное заземление 103
Заявленная мощность 423

## И

Инженерная методика расчета и определения допустимых перегрузок ВЛ в системах промышленного электроснабжения 193
— — — — — — — — — по номограммам 194
Интерполяционная теория Лагранжа для определения рационального напряжения 250
— — Ньютона для определения рационального напряжения 249
Информационно-измерительная система учета и контроля электроэнергии 437
Источники реактивной мощности 230

## К

Кабели контрольные, технические данные 497
Кабельные линии 59, 482
Качество электроэнергии:
несинусоидальность формы кривой напряжения 278

основные показатели 275
Колебания напряжения 276
Компенсация реактивной мощности 221
— — — при наличии вентильной нагрузки 246
— — — — проектировании электроустановок 224
— — — — эксплуатации электроустановок 225
Компенсирующие устройства 230, 245
Конденсаторы 237
Конструктивное выполнение цеховых сетей 519
Контроль за реактивной мощностью 225

**М**

Магистральные схемы 525
Математическая обработка опытных данных 17, 21
Математическое моделирование 25
Метод интерполяции 15, 17
— наименьших квадратов 16
— приближения функций 15
Моделирование оптимальных цеховых электрических сетей с помощью ЭВМ 539
Молниезащита воздушных линий 107
— подстанций 106
— промышленных зданий и сооружений 111, 123
Муфты для силовых кабелей 498

**Н**

Нагрузки максимальные 36
— среднеквадратические 36, 39
— средние 36, 39
Нейтраль сети 97
Несимметричные КЗ 143
Несимметрия напряжения 286
Несинусоидальность формы кривой напряжения 278
Номинальная мощность 35

**О**

Общие рекомендации по выбору метода определения расчетных нагрузок 41
Объем телемеханизации 415
Определение допустимой перегрузки воздушных линий по номограммам 194
— потерь в трансформаторах 442
— расчетной нагрузки по средней мощности и показателям графиков нагрузок 42, 44
— — — — удельным показателям производства 43
— — — — установленной мощности и коэффициенту спроса 42, 43
— рационального напряжения аналитическим путем 249
— — — с применением методов планирования эксперимента 260
— тока при двухфазном КЗ 141
— токов КЗ 137
— — — — по номограммам 155
— — — — — расчетным кривым 139
Оптимальное проектирование систем электроснабжения 32
Оптимизация в задачах энергетики 32
Основные требования, предъявляемые к устройствам молниезащиты 111
Основы матричного исчисления и линейной алгебры 9
— технико-экономических расчетов 47
Отклонения напряжения 288

**П**

Параметры схем релейной защиты 305
Показатели надежности 84
Потери мощности в шинопроводах 505
— электрической энергии 440
Приведенное (эффективное) число приемников электроэнергии 37
Применение цифровых ЭВМ 25—27, 32, 403, 539
Программирование 29
— динамическое 34
— линейное 33
— нелинейное 33

**Р**

Радиальные схемы 525
Размещение компенсирующих устройств 239
Расход электроэнергии 421
Расчет опор воздушных линий на механическую прочность 478
— проводов и тросов воздушных линий на механическую прочность 473
— токов КЗ в сетях постоянного тока 162
— цеховых сетей 539
Расчетная нагрузка, определение 36
Реактивная мощность 221
Реактивное сопротивление шинопровода 503
Реакторы 75, 180
Регулирование напряжения 295
Релейная защита, определение 304

**С**

Системы с глухозаземленной нейтралью 97, 101
— — изолированной нейтралью 97, 98
— — компенсацией тока замыкания на землю 100
Случайные величины, многомерные 18, 80
— — непрерывные 19
Способы и средства повышения качества электроэнергии 295
— — — уменьшения потребления реактивной мощности приемниками электроэнергии 226
Средства телемеханизации 396
Схема замещения электрической сети 134
Схемы включения счетчиков электрической энергии 435
Счетчики электрической энергии 422

**Т**

Тарифы на электрическую энергию 424
Телеизмерения 396
Телесигнализация 396, 412
Телеуправление 396, 412
Теория вероятностей, свойства и элементы 17, 79
Термическая стойкость шинопроводов 508
Технические данные силовых кабелей 492
Технико-экономические расчеты, основные понятия 47
Токи короткого замыкания. Общие положения 127, 137

**У**

Уменьшение уровней высших гармоник 303
Учет роста нагрузок 46
— электрической энергии расчетный 421
— — — технический 422

**Ф**

Факторы, влияющие на выбор сечения воздушных и кабельных линий 264
Фильры высших гармоник 303

**Ц**

Цеховые электрические сети 519

**Ш**

Шинопроводы 502

**Э**

Экономия электроэнергии в системах промышленного электроснабжения 553
Электрические нагрузки, основные показатели 37, 38
— — основные положения 34, 37
Электробаланс промышленного предприятия 439, 444
Электростанции передвижные 547
Элементы теории графов 13
— — надежности 78, 85

**СПРАВОЧНИК**
**ПО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЮ**
**И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЮ**

Том 1
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Редакторы Э. А. Киреева, И. И. Кирпа
Редактор издательства Л. В. Копейкина
Художественные редакторы
В. А. Гозак-Хозак, О. П. Тинякова
Технические редакторы
А. С. Давыдова, Н. П. Собакина
Корректор И. А. Володяева

ИБ № 969

Сдано в набор 24.07.85. Подписано в печать 07.04.86. Т-09941. Формат 70 × 100$^{1}/_{16}$. Бумага офсетная № 2. Гарнитура таймс. Печать офсетная. Усл. печ. л. 46,15. Усл. кр.-отт. 92,3. Уч.-изд. л. 59,24. Тираж 50 000 экз. Заказ № 25. Цена 3 р. 40 к.

Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Ордена Октябрьской Революции, ордена Трудового Красного Знамени Ленинградское производственно-техническое объединение «Печатный Двор» имени А. М. Горького Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 197136, Ленинград, П-136, Чкаловский пр., 15.