А. А. Глазунов и А. А. Глазунов

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ

ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ

www.energobook.ru
МОРЕ КНИГ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКА

А. А. ГЛАЗУНОВ и А. А. ГЛАЗУНОВ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ

ИЗДАНИЕ ЧЕТВЕРТОЕ, ПЕРЕРАБОТАННОЕ
И ДОПОЛНЕННОЕ

*«Допущено Министерством высшего
и среднего специального образования СССР
в качестве учебного пособия
для энергетических и электротехнических
институтов и факультетов СССР»*

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
МОСКВА 1960 ЛЕНИНГРАД

ЭЭ-5-2(3)

В книге рассмотрены конструкции электрических сетей, теория расчета и работы электрических систем и основы построения схем электрических систем. Дана обобщенная теория местных и районных электрических сетей и электропередач. Значительное внимание уделено технико-экономическим расчетам и снижению потерь электроэнергии в системах. Технико-экономические расчеты изложены в соответствии с «Основными методическими положениями по технико-экономическим расчетам в энергетике» Государственного научно-технического комитета Совета Министров СССР.

В книге даны основы механической части воздушных линий, позволяющие не только произвести расчет проводов и тросов, но и составить расчетные схемы опор.

Теоретический материал сопровождается числовыми примерами, иллюстрирующими и поясняющими теоретические положения.

Книга предназначена в качестве учебника для студентов электротехнических и энергетических вузов. Во многих частях книга окажется полезной инженерам, работающим по электрическим сетям и системам.

Авторы: *Глазунов Александр Александрович*
и Глазунов Александр Александрович

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ

Редактор *В. В. Ежков* Техн. редактор *Г. Е. Ларионов*

Сдано в набор 4/V 1960 г. Подписано к печати 20/IX 1960 г.
Т-11688 Бумага 70×108 1/16 31,51 печ. л. Уч.-изд. л. 37,2
Тираж 25 000 экз. Цена 14 руб. (с 1 января 1961 г. цена 1 р. 40 к.) Заказ 2240

Типография Госэнергоиздата. Москва, Шлюзовая наб., 10.

ПРЕДИСЛОВИЕ К ЧЕТВЕРТОМУ ИЗДАНИЮ

За семилетие 1959—1965 гг. по плану развития народного хозяйства СССР мощность электростанций увеличится на 58—60 млн. *квт*, а выработка электроэнергии в 1965 г. достигнет 500—520 млрд. *квт · ч*.

Такой быстрый рост производства электроэнергии осуществим только при сооружении очень крупных электростанций — тепловых мощностью до 2,5 млн. *квт* и гидравлических — мощностью до 5—6 млн. *квт*. Переход к строительству очень мощных электростанций влечет значительное увеличение протяженности электрической сети, приходящейся на 1 *квт* установленной мощности на станциях.

Кроме того, грандиозное строительство новых промышленных предприятий и электрификация всех городов, поселков и сельских местностей требуют соответствующего строительства сетей. Потребуются огромные капиталовложения в электрические сети, которые почти полностью будут израсходованы на районные и местные сети. Поэтому вопросам местных и районных электрических сетей необходимо уделить очень большое внимание, большее, чем уделялось последнее время.

В книге изложены обобщенная теория электрических сетей и вопросы электрических систем, необходимые для правильного проектирования и эксплуатации сетей.

Рассмотренные основные вопросы электрических сетей изложены так, что во многих случаях возможно непосредственное использование книги для решения инженерных задач. Теоретический материал позволяет решать и сложные инженерные задачи, на которые в книге нет прямого ответа. Для этого требуется вдумчивое изучение материала книги.

Значительное внимание уделено технико-экономическим вопросам изложенным в соответствии с «Основными методическими положениями по технико-экономическим расчетам в энергетике» Государственного научно-технического комитета Совета Министров СССР. Для лучшего понимания этих исключительно важных и сложных вопросов дана методика определения себестоимости электроэнергии.

Все главы книги подверглись переработке в соответствии с новейшими научными воззрениями. Расширена глава о снижении потерь электроэнергии в электрических системах. Полностью переработана глава о схемах электрических систем. Написана новая глава «Баланс активных и реактивных мощностей в энергетической системе». Без знания материала этой главы невозможно, например, правильное размещение компенсирующих устройств и т. д.

Все замечания, которые сделают читатели, будут приняты с благодарностью и учтены по возможности при последующей переработке книги.

Москва, декабрь 1959 г.

А. А. и *А. А. Глазуновы*

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие к четвертому изданию . . 3
Введение 7
В-1. Напряжения электротехнических установок 7
В-2. Основные понятия о схемах электрических сетей 10
В-3. Расчеты электрических сетей . . . 14

Часть первая

УСТРОЙСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Глава первая

Провода и кабели электрических сетей

1-1. Общие сведения 16
1-2. Токопроводящие материалы проводов и кабелей 17
1-3. Конструкции голых проводов . . . 18
1-4. Конструкции изолированных проводов 20
1-5. Силовые кабели с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой 1 — 35 *кв* 22
1-6. Силовые кабели 35 — 220 *кв* 25

Глава вторая

Устройство воздушных линий электропередачи

2-1. Общие сведения 27
2-2. Работа проводов и тросов воздушных линий электропередачи 28
2-3. Опоры воздушных линий электропередачи 31
2-4. Расположение проводов и тросов на опорах 35
2-5. Деревянные опоры воздушных линий электропередачи 37
2-6. Металлические опоры воздушных линий электропередачи 40
2-7. Железобетонные опоры воздушных линий электропередачи 43
2-8. Линейная арматура воздушных линий электропередачи 44

Глава третья

Конструкции внутренних и кабельных сетей

3-1. Общие сведения 47
3-2. Проводки изолированными проводами 48
3-3. Кабельные линии 51
3-4. Специальные конструкции внутренних сетей 55

Часть вторая

РАСЧЕТ СЕТЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Глава четвертая

Сопротивления и проводимости элементов электрических сетей

4-1. Сопротивления воздушных и кабельных линий с проводами и жилами из цветного металла 57
4-2. Сопротивления стальных проводов 60
4-3. Реактивная проводимость линий сети 61
4-4. Активная проводимость линий электрических сетей 62
4-5. Сопротивления и проводимости трансформаторов 65
4-6. Сопротивления и проводимости автотрансформаторов 68

Глава пятая

Потери мощности и энергии в электрических сетях

5-1. Общие сведения 71
5-2. Потери мощности в линиях электрических сетей 71
5-3. Потери мощности в линии с равномерно распределенной нагрузкой . . 73
5-4. Определение потерь электроэнергии по графикам нагрузок 73
5-5. Определение потерь электроэнергии по времени потерь. 75
5-6. Потери мощности и энергии в трансформаторах 77
5-7. Расходы по эксплуатации сети . . 80
5-8. Себестоимость потерянной электроэнергии в системе 82
5-9. Методика технико-экономических расчетов электрических систем . . 85
5-10. Методика технико-экономического выбора сечения проводов воздушных линий и жил кабелей 86
5-11. Экономическая плотность тока . . 89
5-12. Определение сечений проводов линий с несколькими нагрузками . . . 90
5-13. Расчетные нагрузки сетей и расчетные мощности электростанций . . 93

Глава шестая

Нагревание проводов и кабелей

6-1. Общие сведения 95
6-2. Нагревание неизолированных проводов при длительном протекании тока 96
6-3. Нагревание изолированных проводов при длительном протекании тока . . 98

6-4. Нагревание кабелей при длительном протекании тока 99
6-5. Нагревание проводов и кабелей при кратковременных нагрузках 100
6-6. Нагрев проводов и кабелей при коротких замыканиях 101
6-7. Плавкие предохранители в электрических сетях 102
6-8. Выбор сечений жил проводов и кабелей по условиям допускаемого нагрева 105

Глава седьмая

Потери напряжения в сетях районного значения

7-1. Общие сведения 111
7-2. Натуральная мощность линий электропередачи 113
7-3. Дальние электропередачи переменного тока 114
7-4. Основные уравнения линии электропередачи 117
7-5. Компенсированные линии переменного тока 120
7-6. Преобразования схем замещения 121
7-7. Расчет линии по току нагрузки . . 122
7-8. Расчет линии по мощности нагрузки 126
7-9. Круговые диаграммы линий электропередачи 130
7-10. Анализ режимов работы линии . . 132
7-11. Приближенные методы определения потерь напряжения 135
7-12. Совместный расчет сетей двух напряжений 138
7-13. Расчет линий постоянного тока . . 142
7-14. Определение сечений проводов сетей районного значения по потере напряжения 143

Глава восьмая

Потери напряжения в магистральных сетях местного значения

8-1. Общие сведения 144
8-2. Расчет линий электрических сетей местного значения 144
8-3. Частные случаи расчета местных сетей 147
8-4. Потери напряжения в линии с равномерно распределенной нагрузкой 150
8-5. Разветвленные магистральные сети 150
8-6. Линии с несимметричной нагрузкой фаз 151
8-7. Определение сечений проводов по допускаемой потере напряжения . . 156
8-8. Определение сечений проводов по условию наименьшего расхода металла 158
8-9. Определение сечений проводов по постоянной плотности тока 161
8-10. Области применения сетей, рассчитанных разными методами 162

Глава девятая

Расчет замкнутых сетей

9-1. Общие сведения 165
9-2. Распределение мощностей в линиях с двусторонним питанием 167
9-3. Линии с двусторонним питанием при разных напряжениях питательных пунктов 169
9-4. Частные случаи расчета линий с двусторонним питанием 170
9-5. Распределение мощностей с учетом потерь мощности в сети 172
9-6. Потери напряжения в замкнутых сетях 172
9-7. Определение сечений проводов линий с двусторонним питанием . . . 175
9-8. Теоретические положения метода преобразования сетей 181
9-9. Метод преобразования сети 187
9-10. Метод контурных уравнений . . . 193
9-11. Приближенное решение системы контурных уравнений 199
9-12. Метод наложения 201
9-13. Метод расщепления схемы сети . . 202
9-14. Замкнутые сети с трансформаторами 203
9-15. Моделирование электрических систем 204
9-16. Определение сечений проводов замкнутых сетей 205

Глава десятая

Баланс активных и реактивных мощностей в энергетической системе

10-1. Общие сведения 209
10-2. Графики нагрузок электрических станций в энергетической системе 210
10-3. Баланс и резерв активной мощности электрических систем 211
10-4. Регуляторы скорости турбин . . . 213
10-5. Основные понятия о регулировании частоты в энергосистемах 215
10-6. Баланс реактивной мощности в электрической системе 217
10-7. Генераторы электростанций как генераторы реактивной мощности . . . 219
10-8. Синхронные компенсаторы и конденсаторы 220
10-9. Мощность компенсирующих устройств 222
10-10. Размещение компенсирующих устройств в радиальных сетях . . . 224
10-11. Размещение компенсирующих устройств в магистральных сетях . . 227

Глава одиннадцатая

Снижение потерь электроэнергии в электрических системах

11-1. Общие сведения 229
11-2. Коэффициент мощности потребителей 230
11-3. Повышение коэффициента мощности нагрузки 232
11-4. Экономически целесообразная мощность конденсаторов 233
11-5. Экономическое распределение мощностей в замкнутых сетях 236
11-6. Принудительное распределение мощостей в замкнутых сетях 238
11-7. Распределение мощностей настройкой сети 242
11-8. Экономические режимы работы трансформаторов 245
11-9. Повышение уровня напряжения электрической системы 247
11-10. Повышение номинального напряжения сети 250

Глава двенадцатая

Регулирование напряжения в электрических системах

12-1. Общие сведения 252
12-2. Регулирование напряжения изменением напряжения на электростанциях 255
12-3. Выбор ответвлений на трансформаторах 256
12-4. Регулирование напряжения специальными трансформаторами 261
12-5. Регулирование напряжения автотрансформаторами 263
12-6. Регулирование напряжения перераспределением реактивных мощностей 265
12-7. Определение мощности конденсаторов и синхронных компенсаторов 268
12-8. Мощность компенсаторов, установленных на нескольких подстанциях 272
12-9. Наименьшая мощность синхронного компенсатора 273
12-10. Регулирование напряжения распределением активных мощностей . . . 276
12-11. Регулирование напряжения изменением сопротивления элементов сети 276
12-12. Регулирование напряжения в электрических системах 278

Глава тринадцатая

Основные положения построения схем сетей электрических систем

13-1. Общие сведения 280
13-2. Напряжения электрических сетей 282
13-3. Требования к схемам электрических систем 285
13-4. Магистральные нерезервированные сети 288
13-5. Резервирование радиальных и магистральных линий 293
13-6. Резервированные радиальные районные сети 298
13-7. Высоковольтные местные резервированные радиальные сети 302
13-8. Резервированные магистральные сети 305
13-9. Замкнутые сети 307
13-10. Дальние электропередачи переменного тока 312
13-11. Схемы электропередачи постоянного тока высокого напряжения . . 315
13-12. Сопоставление электропередач постоянного и переменного тока высокого напряжения 316
13-13. Выбор трансформаторов на подстанциях 318

Часть третья

ОСНОВЫ МЕХАНИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Глава четырнадцатая

Расчет проводов и тросов при нормальных режимах работы линий

14-1. Общие сведения 321
14-2. Механические нагрузки проводов и тросов 323
14-3. Тяжения и стрелы провеса провода 325
14-4. Напряжения материала провода при разных атмосферных условиях . . . 327
14-5. Критический пролет 328
14-6. Критическая температура 329
14-7. Напряжения материалов сталеалюминиевого провода 331
14-8. Напряжения материалов сталеалюминиевого провода при изменении атмосферных условий 332
14-9. Критический пролет сталеалюминиевого провода 333

Глава пятнадцатая

Работа воздушных линий при обрыве проводов

15-1. Общие сведения 337
15-2. Распределение сил между стойками опоры 337
15-3. Коэффициент гибкости опор 338
15-4. Равновесие гирлянд изоляторов . . 339
15-5. Обрыв проводов на воздушных линиях 340
15-6. Тяжение по проводам при обрыве на линиях с выпускающими зажимами 346

Глава шестнадцатая

Габаритные размеры опор воздушных линий электропередачи

16-1. Общие сведения 346
16-2. Расстояния между проводами при горизонтальном их расположении 347
16-3. Расстояния между проводами при смешанном их расположении 351
16-4. Высота опор воздушных линий . . 352
16-5. Расчетные схемы опор воздушных линий 354
Приложения 356
Литература 367

ВВЕДЕНИЕ

В-1. НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Сооружение электроустановок на любое напряжение нерационально — заводы не могли бы иметь стандартного серийного производства. В Советском Союзе напряжения, на которые изготовляется электротехническое оборудование, узаконены Государственным стандартом (табл. В-1). Задачей инженера при составлении проекта электротехнической установки (сети) является выбор стандартного напряжения, которое в наибольшей степени соответствует условиям работы проектируемого объекта.

Таблица В-1

Номинальные напряжения трехфазного тока 50 *гц*

Номинальные линейные напряжения электроприемников	Номинальные линейные напряжения на зажимах		
	генераторов	трансформаторов	
		первичных обмоток	вторичных обмоток
В вольтах			
220	230	220	230
380	400	380	400
660	690	660	690
В киловольтах			
3	3,15	3 и 3,15	3,15 и 3,3
6	6,3	6 и 6,3	6,3 и 6,6
10	10,5	10 и 10,5	10,5 и 11
20	—	20	22
35	—	35	38,5
110	—	110	121
150	—	150	165
220	—	220	242
330	—	330	347
500	—	500	525

Номинальным напряжением приемников электрической энергии (электродвигателей, ламп накаливания и т. д.), генераторов и трансформаторов называется напряжение, при котором они предназначены для нормальной работы и дают наибольший экономический эффект.

Номинальные напряжения приемников электрической энергии численно равны номинальным напряжениям электрических сетей. Поясним, что понимается под этим названием.

Генератор $Г$ (рис. В-1), работая с номинальным напряжением, питает участок ef сети. Поскольку в линии ef имеется потеря напряжения, приемники электроэнергии *1—4* находятся под разными напряжениями. В начале линии напряжение U_1 выше, чем U_2 в конце ее. Изобразим закон изменения напряжения прямой U_1U_2 (в действительности график изменения напряжения вдоль линии является ломаной линией).

Изготовлять приемники электроэнергии на все напряжения, которые будут вдоль линии, невозможно по соображениям стандартного производства. К тому же напряжения в отдельных точках сети не остаются постоянными, а изменяются в течение суток и в течение года. На какое же напряжение между U_1 и U_2 следует изго-

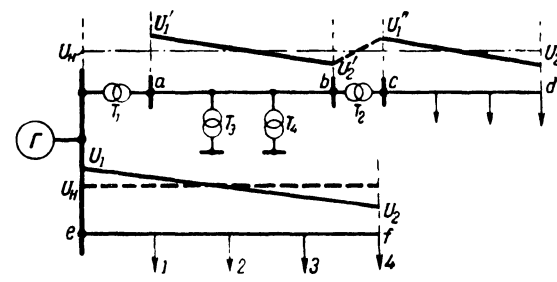


Рис. В-1. Изменение напряжения в электрической сети.

товлять приемники электроэнергии, чтобы они работали с возможно лучшими экономическими показателями? Учитывая, что любой приемник электроэнергии работает тем лучше, чем меньше отклонения напряжения на его зажимах от номинального, за номинальное напряжение приемников электроэнергии следует принять среднеарифметическое значение из напряжений в начале U_1 и в конце линии U_2, т. е.

$$U_н = \frac{U_1 + U_2}{2}.$$

Эта величина, соответствующая номинальному напряжению приемников электроэнергии, и называется номинальным напряжением электрической сети.

Потеря напряжения в сети одного напряжения

$$\Delta U = U_1 - U_2$$

обычно не превышает 10% номинального напряжения сети $U_н$, и потому номинальное напряжение генератора берется на 5% выше $U_н$ сети. Например, номинальному напряжению сети 6 *кв* (табл. В-1) соответствует номинальное напряжение генератора 6,3 *кв*. Имея в начале линии напряжение на 5% выше номинального напряжения сети, а в конце — на 5% ниже, можно получить удовлетворительную работу приемников электроэнергии.

Рассматривая участок *cd* сети (рис. В-1), можно сделать заключение, что номинальное напряжение на зажимах вторичной обмотки нагруженного трансформатора T_2 должно быть выше номинального напряжения сети; трансформаторы так и изготовляются.

Поясним, почему номинальные напряжения вторичных обмоток трансформаторов (табл. В-1) берутся на 10% выше номинальных напряжений сетей (ср., например, 35 и 38,5 *кв*). Номинальные напряжения вторичных обмоток трансформаторов соответствуют режиму холостого хода. При полной нагрузке трансформаторов напряжения на зажимах их вторичных обмоток из-за падения напряжения в трансформаторах будут примерно на 5% ниже, чем при холостом ходе. Напряжение в начале линии будет, следовательно, на 5% выше номинального напряжения сети.

Номинальные напряжения трансформаторов в сетях с напряжением 127—500 *в* выше только на 5%. В любой точке таких сетей возможно присоединение приемников электроэнергии, сколько-нибудь значительное повышение напряжения на зажимах которых недопустимо.

Трансформаторы с напряжениями вторичных обмоток 3,15; 6,3 и 10,5 *кв* применяются в особых случаях, когда сеть очень коротка и потеря напряжения в ней очень мала, а также в установках, сооруженных до 1917 г., номинальные напряжения которых на 5% ниже установленных стандартом.

Трансформаторы T_2—T_4, присоединяемые к сети, являются как бы приемниками электроэнергии, и потому напряжение их первичных обмоток должно быть равно номинальному напряжению сети. Цифры табл. В-1 показывают, что трансформаторы изготовляются по этому правилу. Напряжения 3,15; 6,3 и 10,5 *кв* первичных обмоток берутся в специальных случаях, когда трансформаторы присоединяются в непосредственной близости от генераторов, работающих с напряжением на 5% выше номинального напряжения сети.

В разных точках сети напряжения неодинаковы; например, напряжение U'_1 в начале линии *ab* примерно на 5% выше, а напряжение U'_2 в конце линии на 5% ниже номинального напряжения сети. Чтобы при разных напряжениях, подводимых к первичным обмоткам трансформаторов, можно было обеспечить необходимые напряжения на вторичных обмотках, у трансформаторов делаются дополнительные ответвления от первичных обмоток, позволяющие изменять коэффициент трансформации трансформаторов. При эксплуатации сетей на трансформаторах устанавливаются ответвления, при которых к приемникам электроэнергии будут подводиться напряжения, наиболее близкие к номинальным.

На повысительных и понизительных трансформаторах 35—220 *кв* предусматриваются ответвления, позволяющие работать с потерей напряжения в сети одного напряжения до 15%.

Расход цветного металла на провода электрической сети уменьшается с повышением напряжения сети. Потери мощности и напряжения в линии трехфазного переменного тока при чисто активной нагрузке ($\cos\varphi=1$) определяются формулами

$$\Delta P=3I^2R \quad \text{и} \quad \Delta U=\sqrt{3}IR,$$

в которых ΔP — потери активной мощности, *вт*;
ΔU — потеря напряжения, *в*;
I — ток по линии, *а*;
R — активное сопротивление одной фазы линии, *ом*.

Подставив в эти формулы значение I, выраженное через мощность нагрузки P:

$$I=\frac{P}{\sqrt{3}U},$$

получим:

$$\Delta P=\frac{P^2R}{U^2} \quad \text{и} \quad \Delta U=\frac{PR}{U},$$

или в процентах

$$\Delta P\%=\frac{PR}{U^2}\cdot 100 \quad \text{и} \quad \Delta U\%=\frac{PR}{U^2}\cdot 100.$$

Внося в последние формулы значение R, выраженное через длину линии l, поперечное сечение провода F и удельное сопротивление ρ, и определяя из них F, найдем:

$$F=\frac{Pl\rho}{\Delta P\%U^2}\cdot 100 \quad \text{и} \quad F=\frac{Pl\rho}{\Delta U\%U^2}\cdot 100. \qquad \text{(В-1)}$$

Эти уравнения показывают, что при одинаковых значениях относительных величин потерь мощности и напряжения необходимые сечения проводов сети получаются обратно пропорциональными квадрату напряжения. Например, приняв напряжение сети 10 *кв* вместо 380 *в*, найдем, что расход цветного металла уменьшится примерно в 690 раз.

Результат, получаемый по (В-1), является теоретическим; при практическом выполнении сети разница в расходе металла на сети разных напряжений меньше. Например, при расчетах сетей по потерям электроэнергии необходимые сечения проводов изменяются пропорционально не второй, а первой степени напряжения сети.

Повышение напряжения сети ведет к снижению затрат на цветной металл, но в то же время вызывает удорожание изоляции сети и устанавливаемых аппаратов и машин, необходимых для работы и управления сетью. Следует выбрать такое напряжение сети, при котором получаются лучшие технико-экономические показатели. Выбор напряжения сети является одним из основных вопросов проектирования электроустановок.

По «Правилам устройства электроустановок» установки делятся на две группы [1]:

1) электроустановки напряжением до 1 000 *в*;

2) электроустановки напряжением выше 1 000 *в*.

Нам представляется, что такое деление электроустановок неудачно. Нельзя объединять в одну группу установки с напряжениями 12—1 000 *в*, поскольку требования к обслуживанию установок 12 *в* значительно менее строги, чем к обслуживанию установок 500—600 *в* и выше.

Наружные сети городов и поселков, которые непосредственно заводятся в дома, выполняются с линейными напряжениями 220 и 380 *в*. В новых городах и районах новой сплошной застройки существующих городов «Правила устройства» предписывают применение напряжения 380 *в*. Реконструкция существующих сетей, если это экономически целесообразно, может осуществляться на напряжении 220 *в*.

Применение для внутридомовых сетей напряжений не выше 380 *в* объясняется возможностью обеспечить сравнительно простыми средствами безопасность пользования электроэнергией от таких установок для лиц, не имеющих специального электротехнического образования. Применение для внутридомовых сетей более высоких напряжений связано с опасностью для жизни людей.

Не следует понимать, что при напряжениях сетей 220—380 *в* гарантируется полная безопасность людей, пользующихся электроэнергией и об-

[1] В дальнейшем «Правила устройства электроустановок» будут называться сокращенно «Правила устройства».

служивающих электроустановки. Наблюдались смертельные поражения людей электрическим током даже при напряжениях 100 *в* и ниже. Основными причинами этих несчастных случаев были нарушения правил эксплуатации, неправильное выполнение установки, стечение ряда неблагоприятных обстоятельств, полная неграмотность пострадавшего в области электротехнических установок и т. п. Только неуклонное соблюдение всех правил эксплуатации и сооружения электроустановок может в достаточной мере обеспечить безопасность обращения с ними.

Внутрицеховые сети фабрично-заводских предприятий с двигателями относительно небольшой мощности (до нескольких десятков киловатт) осуществляются с линейными напряжениями 380—660 *в*. При напряжении сети 500—660 *в* к ней присоединяются только электродвигатели. Для ламп прокладывается отдельная сеть 127—380 *в*.

Если в цехах завода установлены мощные электродвигатели, то энергия к ним подводится при напряжениях 3—10 *кв*, наиболее часто — при 6 *кв*.

Внецеховые (наружные) фабрично-заводские и сельскохозяйственные сети, а также линии городских сетей, по которым передаются большие мощности (сотни — тысячи киловатт) в разные районы города, сооружаются на напряжения 6—10 *кв*. В крупных городах и на предприятиях с нагрузками в несколько десятков — сотен тысяч киловатт целесообразно сооружение отдельных линий 35—220 *кв*.

Питание потребителей, удаленных от электростанций, осуществляется при напряжениях 35—500 *кв*.

В-2. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О СХЕМАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Схемой электрической сети называется чертеж, на котором в условном изображении показаны элементы электрической сети и соединения между ними в той последовательности, в которой эти соединения выполняются в действительности. Изучение схем сетей поведем в основном на однолинейных схемах, на которых показаны элементы и соединения для одной фазы установки.

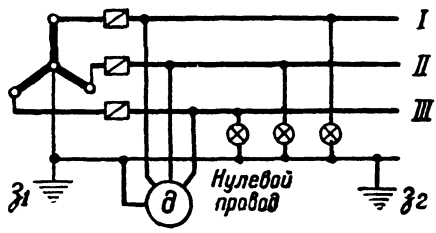


Рис. В-2. Четырехпроводная система трехфазного переменного тока с глухо заземленной нейтралью.

Наиболее распространенным выполнением сетей с напряжением до 380 *в* включительно является четырехпроводная трехфазная система с глухим заземлением нейтрали (рис. В-2). Электрические лампы и бытовые приборы (плитки, утюги, радиоаппаратура, холодильники и т. д.) включаются между одним из фазных и нулевым проводами, т. е. на фазное напряжение. Электродвигатели трехфазного тока присоединяются ко всем трем фазам. Номинальное напряжение таких сетей обозначается двумя цифрами, например: 220/127 или 380/220 *в*; числитель дроби соответствует линейному, а знаменатель — фазному напряжениям сети.

Высшее номинальное напряжение линейное (380 *в*) четырехпроводной сети определяется, с одной стороны, высшим напряжением, на которое изготавливаются лампы накаливания (220 *в*), а с другой — безопасностью лиц, пользующихся электроэнергией.

При глухом заземлении нейтрали сети напряжение на любом проводе не может подняться выше фазного.

При повреждении изоляции в осветительной арматуре, электродвигателе, холодильнике и т. д. их корпуса окажутся под напряжением. Длительное состояние установки в таких условиях недопустимо; при неблагоприятных обстоятельствах прикосновение человека к корпусу, находящемуся под напряжением, может привести к поражению его электрическим током. Для предотвращения электротравматизма «Правила устройства» предписывают устройство металлической связи корпусов электрооборудования, например, электродвигателя *д* (рис. В-2), с заземленной нейтралью установки

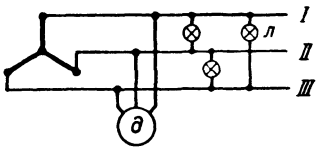


Рис. В-3. Трехпроводная система трехфазного переменного тока с изолированной нейтралью.

(с нулевым проводом). К частям, подлежащим заземлению, относятся: корпуса электрических машин, светильников, приводы электроаппаратов и т. д. Пробой изоляции на заземленный корпус приводит к однофазному короткому замыканию в сети.

При этом перегорит плавкий предохранитель *П* (рис. В-2) и с корпуса электроаппарата будет быстро снято напряжение.

В сухих производственных помещениях с сухими, плохо проводящими полами (деревянные, асфальтовые и т. д.), а также в лабораторных, конторских, торговых и жилых сухих помещениях заземление корпусов электрооборудования в сетях переменного тока с напряжением 380 *в* и ниже не выполняется.

Заземление нейтрали четырехпроводных систем по «Правилам устройства» обязательно.

В эксплуатации находятся построенные ранее трехпроводные системы трехфазного переменного тока с напряжением 120 и 220 *в* (рис. В-3). В них лампы накаливания *Л* и бытовые приборы включены на линейное напряжение. Трехпроводные установки постепенно переделываются в большинстве случаев на четырехпроводные, что позволяет значительно увеличить пропускную способность сети.

Установки с напряжением выше 1 000 *в*, которые в дальнейшем будут называться высоковольтными,

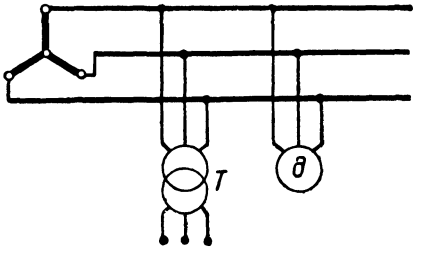


Рис. В-4. Трехпроводная сеть высокого напряжения.

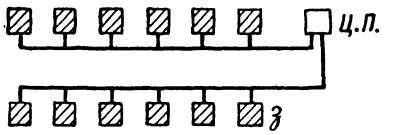


Рис. В-5. Распределительная сеть низкого напряжения.

как правило, выполняются трехпроводными (рис. В-4). Электродвигатели *д* и трансформаторы *Т* включаются на все три фазы. Нулевой провод в сетях высокого напряжения не нужен; небольшое число однофазных аппаратов включается на линейное напряжение.

Сети с напряжением 3—35 *кв* работают с изолированной или компенсированной нейтралью. Сети 110 *кв* и выше сооружаются с глухо заземленной нейтралью.

Электрическая сеть поселка, улицы, внутри цеха, идущая от центра питания *ЦП* (подстанция, электростанция), имеет простую схему (рис. В-5). По улице, в цехе прокладываются линии низкого напряжения (220—380 *в*); в нужных точках делаются вводы в дома или присоединяются электродвигатели. Назначение таких сетей — распределение электроэнергии, и потому они называются распределительными сетями низкого напряжения.

При больших расстояниях и нагрузках на сооружение сети низкого напряжения потребовалось бы большое количество цветного металла. Технико-экономические показатели сети были бы плохими. В таких случаях целесообразнее построить сеть двух напряжений. По линиям высокого напряжения электроэнергия передается на значительные расстояния, а сети низкого напряжения распределяют энергию в небольших районах.

Схема сети двух напряжений показана на рис. В-6. В определенных точках сети высокого напряжения сооружаются трансформаторные подстанции *ТП*, на которых устанавливаются понизительные трансформаторы. К сети низкого напряжения присоединяются приемники электроэнергии *1—6*. Трансформаторные подстанции располагаются так, чтобы капитальные затраты на сооружение сетей высокого и низкого напряжений и трансформаторных подстанций, с

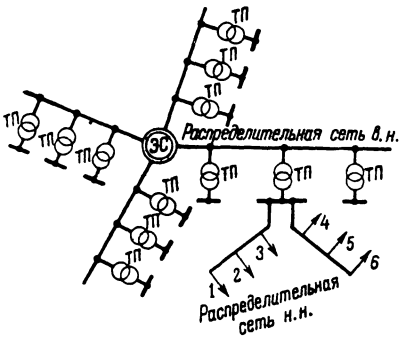


Рис. В-6. Распределительные сети высокого и низкого напряжений.

одной стороны, и эксплуатационные расходы по сети — с другой, в наибольшей степени соответствовали народнохозяйственным интересам страны. Сеть высокого напряжения, к которой в любой точке можно присоединить понизительный трансформатор, электродвигатель и т. п., называется распределительной сетью высокого напряжения.

Сети типа изображенной на рис. В-6 работают при напряжениях 6—10 *кв*. Радиус действия таких сетей по экономическим соображениям составляет не более 5—10 *км*.

По семилетнему плану 1959—1965 гг. развития народного хозяйства СССР электроснабжение промышленных предприятий, городов, поселков и сельского хозяйства предположено осуществлять в основном от мощных электростанций с агрегатами 100—200 *Мвт*. Стоимость установленного киловатта и выработанного киловатт-часа на таких станциях значительно меньше, чем на маленьких электростанциях.

Расстояния между электростанциями и потребителями измеряются десятками, а иногда и сотнями километров. Электроэнергия от Волжской электростанции имени В. И. Ленина передается в Москву на расстояние около 900 *км*; на такие же расстояния будет передаваться энергия от Сталинградской гидроэлектростанции. Сооружена линия электропередачи, связывающая энергетические системы Центральной европейской части Советского Союза с Уральской системой.

Схемы электрических систем, в которых работает несколько мощных электростанций, получаются сложными, состоящими из сетей нескольких напряжений, начиная от 220 *в* и кончая 500 *кв*. Передача от Волжской станции имени В. И. Ленина в Москву, работающая при напряжении 400 *кв*, будет переведена на 500 *кв*.

Сталинградская гидроэлектростанция будет соединена с энергетической системой Донбасса электропередачей постоянного тока ±400 *кв*. После сооружения этой линии станет возможной параллельная работа Центральной и Южной энергетических систем с Уральской энергосистемой. Суммарная мощность объединенной системы составит несколько десятков миллионов киловатт.

Схема небольшой электрической системы с двумя электростанциями: *ЭС-1* и *ЭС-2* в упрощенном виде показана на рис. В-7. От более мощной и удаленной электростанции *ЭС-2* энергия передается при напряжении 220 *кв*. В распределительной сети 110 *кв* в нужных точках сооружены понизительные подстанции, от которых получают энергию близрасположенные нагрузки. На подстанции *А*, например, напряжение понижается до 6 *кв*. От нее отходит ряд линий к отдельным фабрикам, заводам и т. д.

Для группы потребителей, находящейся в радиусе до 20 *км*, с нагрузками ~1—5—10 *Мвт* в центре этого района сооружается подстанция со вто-

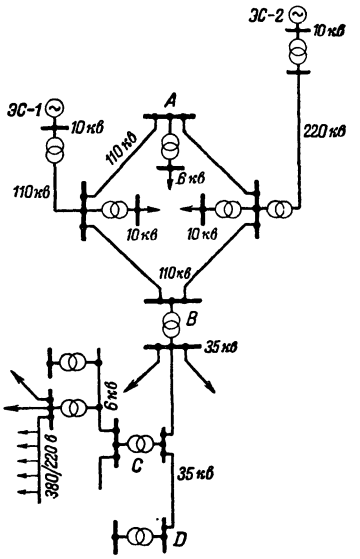


Рис. В-7. Схема районной сети.

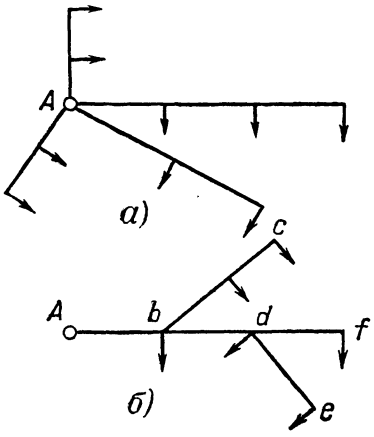


Рис. В-8. Магистральная сеть.

ричным напряжением 35 *кв* (подстанция *B*). Введение напряжения 35 *кв* позволяет в ряде случаев уменьшить расходы на сооружение и эксплуатацию сетей. Добавочные расходы на сооружение подстанции *B* оказываются меньшими, чем при сооружении подстанций *C* и *D* и т. д. на напряжение 110 *кв*. Линии сети и оборудование подстанций на напряжение 110 *кв* стоят дороже, чем на напряжение 35 *кв*.

Подстанции в сети 35 *кв* (например, *C*) размещаются вблизи потребителей, и потому электроснабжение последних осуществляется на напряжении 6—10 *кв*. Последующие звенья сети выполняются по схемам на рис. В-5 и В-6.

Сети, обслуживающие небольшие районы с высшим напряжением 35 *кв*, называются местными сетями. Сети 35—220 *кв*, охватывающие большие районы, — районными сетями. Линии электропередачи с напряжениями 330—500 *кв*, предназначенные обычно для связи двух и более энергосистем, называются межсистемными связями (линиями).

Простейшим типом электрической сети является магистральная нерезервированная сеть (рис. В-8,*а*), состоящая из одиночных линий, каждая из которых питает несколько нагрузок. Отдельные линии сети называются магистральными линиями или, сокращенно, магистралями.

К этому же типу относится и сеть, состоящая из магистрали *Af* (рис. В-8,*б*) и ответвлений *bc* и *de*, распределяющих электроэнергию потребителям, расположенным в стороне от направления магистральной линии.

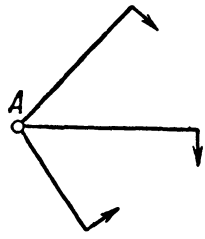


Рис. В-9. Радиальная сеть.

Если каждая из линий сети питает только одну нагрузку (рис. В-9), сеть называется радиальной нерезервированной, а линии — радиальными нерезервированными.

Потребителям, перерыв подачи электроэнергии к которым связан с большим народнохозяйственным ущербом, должна обеспечиваться непрерывность электроснабжения. Это осуществляется прокладкой к потребителю двух цепей (рис. В-10,*а*), подвешиваемых на одном ряде опор—двухцепные линии или на двух рядах опор — две одноцепные линии, или прокладкой двух кабельных линий. Сеть, выполненная по схеме на рис. В-10, называется радиальной резервированной.

Линии $Л_1$ и $Л_2$ могут работать на приемном конце раздельно, для чего секционный выключатель *B* держится отключенным. Каждая линия сети несет нагрузки S_1 и S_2, присоединенные к соответствующим секциям шин приемной подстанции. Сеть на рис. В-10,*а* является радиальной резервированной разомкнутой. При

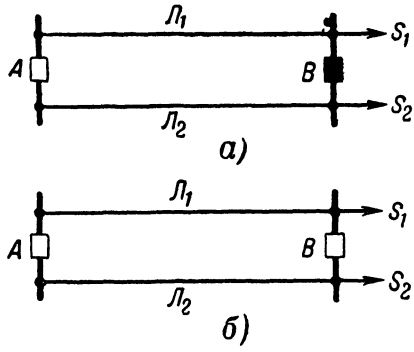


Рис. В-10. Резервированная радиальная сеть.
а — разомкнутая; *б* — замкнутая.

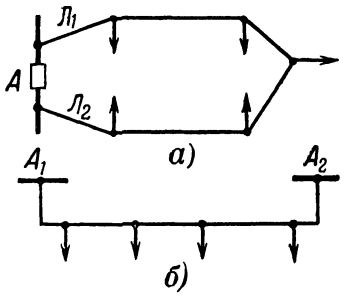


Рис. В-11. Замкнутая сеть.
а — петлевая; *б* — с двусторонним питанием.

повреждении одной из линий она отключается и вся нагрузка S_1+S_2 передается по оставшейся здоровой линии; секционный выключатель B включается персоналом или чаще автоматически.

Держа при нормальной работе сети секционный выключатель B включенным, получаем замкнутый контур $A—Л_1—B—Л_2—A$. Такая сеть называется радиальной резервированной замкнутой. Характерной особенностью замкнутых сетей является возможность питания потребителей по двум направлениям. Приемная подстанция получает электроэнергию по параллельно работающим линиям $Л_1$ и $Л_2$.

Линии замкнутой сети (рис. В-10,*б*) нагружаются более равномерно, чем линии резервированной разомкнутой сети (рис. В-10,*а*).

Магистральные сети при необходимости также резервируются второй параллельной линией (цепью). Магистральная резервированная сеть может работать разомкнутой или замкнутой.

При определенном расположении нагрузок, которые должны иметь резервированное электроснабжение, экономически целесообразной является петлевая сеть (рис. В-11,*а*), образующая замкнутый контур. Петлевая сеть в зависимости от условий эксплуатации работает замкнутой или разомкнутой в одной из точек сети. Поскольку петлевая сеть сооружается к потребителям, требующим надежное электроснабжение, головные участки $Л_1$ и $Л_2$ петли должны опираться на независимые источники питания, например на разные секции шин подстанции или станции. Последнее позволяет рассматривать петлевую

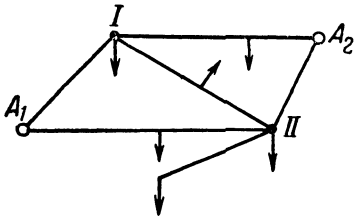


Рис. В-12. Сложно-замкнутая сеть.

сеть как линию с двусторонним питанием. Это название в наибольшей степени отвечает линиям, концы которых опираются на две разные подстанции или электростанции (рис. В-11,*б*).

Укажем, что петлевые сети, которые всегда питают несколько нагрузок, называют иногда петлевыми магистральными сетями.

При некоторых взаимных расположениях нагрузок и центров питания (подстанций, электростанций) целесообразно сооружение сложно-замкнутых сетей (рис. В-12), состоящих из ряда взаимно связанных контуров. Сложно-замкнутые сети характеризуются наличием узловых точек *I* и *II* (узлов), к которым электроэнергия может притекать не менее чем по трем направлениям (узел *I*). К узлу *II* электроэнергия может быть подана по четырем направлениям (линиям) сети.

В-3. РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

К каждой электрической сети предъявляется ряд требований: надежность электроснабжения, хорошее качество доставляемой энергии, экономичность работы, безопасность для людей, пользующихся электроэнергией, и т. д. Поэтому производится ряд технико-экономических расчетов сети, а именно:

1. По потерям электроэнергии. Прохождение тока по линиям сети связано с потерями электроэнергии. При малых сечениях проводов потери мощности и энергии в сети будут недопустимо большими. При излишне больших сечениях проводов материал их будет использован недостаточно эффективно. Расчетами по потерям энергии определяются сечения проводов, соответствующие на-

роднохозяйственным интересам страны.

2. На нагревание. При температурах проводов и кабелей сверх допускаемых для них происходят ускоренный износ изоляции, повреждение контактных соединений, потеря механической прочности проводов воздушных линий и т. д. Значительно увеличивается аварийность сети. Расходы на ремонт резко возрастают. Расчетами на нагревание устанавливаются сечения проводов и кабелей, при которых температура их жил находится в допускаемых пределах.

3. По потерям и отклонениям напряжения. Все приемники электроэнергии рассчитаны для работы при номинальном напряжении. При отклонениях напряжения от номинального экономические характеристики приемников электроэнергии ухудшаются. Отклонения напряжения на зажимах электроприемников от номинального поэтому допускаются только в определенных, небольших пределах. Задачей этой группы расчетов являются выбор необходимых сечений проводов сети, определение получающихся отклонений напряжения и установление необходимых мероприятий для регулирования напряжения сети.

4. На механическую прочность. Эти расчеты производятся только для воздушных линий. Выясняются условия работы проводов и опор, производится их расчет на механические нагрузки, обусловленные давлением ветра, обледенением проводов и т. д. Выбираются конструкции опор, обеспечивающие надежную и экономичную работу линий.

Кроме перечисленных расчетов, для некоторых сетей необходимо произвести расчеты токов короткого замыкания, устойчивости работы электрических систем, грозоупорности линий и т. д. Первые накладывают дополнительные условия на выбор сечений жил кабелей. Вторые устанавливают возможность выпадения из синхронизма генераторов и позволяют выбрать мероприятия, обеспечивающие устойчивую работу машин. Третьи устанавливают средства защиты сети от атмосферных и внутренних перенапряжений. Все эти вопросы излагаются в специальных курсах и потому в этой книге не рассматриваются.

Расчеты сетей производятся как для сооружаемых, так и для работающих сетей.

При проектировании сетей результаты расчетов дают исходные величины для решения основных вопросов. В проекте, кроме того, необходимо еще учесть ряд обстоятельств, иногда не поддающихся расчетам, например, степень резервирования некоторых потребителей, возможность развития сети, присоединение новых потребителей, рост нагрузок городов и работающих фабрик и заводов и т. д. Задачей проектирующего инженера является создание такой сети, которая, удовлетворяя требованиям в отношении потерь энергии и напряжения и т. п., обеспечит экономичную эксплуатацию и развитие ее при изменяющихся со временем условиях работы.

Точность расчетов сети должна соответствовать точности исходных данных и требованиям, предъявляемым к расчету. Нет никаких оснований стремиться к высокой точности расчетов сети, если исходные величины, например нагрузки потребителей, оценены предположительно.

Проектирование электрических систем ведется по перспективным нагрузкам, ожидаемым примерно через 10 лет. Действительные нагрузки будут отличаться от проектных. Появятся новые потребители. Система должна обслуживать потребителей с момента их присоединения, а в дальнейшем и при нагрузках, превышающих расчетные. При таких условиях стремление произвести точный расчет сети не оправдано. Уточнение расчетов, как правило, требует затраты значительного дополнительного труда и времени.

При анализах режимов работы эксплуатируемых электрических систем в ряде случаев нужна высокая точность расчетов. Это требование выполнимо, поскольку исходные величины для расчета — нагрузки, сечения проводов, длины линий, мощности трансформаторов и т. д. — точно известны.

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

УСТРОЙСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Глава первая

ПРОВОДА И КАБЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Для выполнения электрических сетей применяются голые и изолированные провода, кабели и шинопроводы.

Голые провода изготовляются из меди, алюминия и стали и не имеют изолирующих покровов. Их можно прокладывать только в условиях, исключающих случайные прикосновения к ним людей. Прикосновение к голому проводу, находящемуся под напряжением, может привести к поражению человека электрическим током. Прикосновение проводящим предметом к одному или нескольким проводам приведет к короткому замыканию и выпадению участка сети из работы.

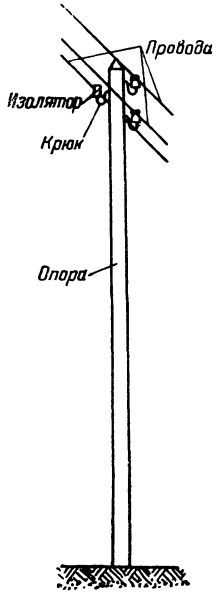


Рис. 1-1. Воздушная линия на одностоечных деревянных опорах.

Наибольшее распространение голые провода получили на воздушных линиях, провода которых с помощью изоляторов (рис. 1-1) подвешиваются на специальных опорах.

Голые провода применяются и для сетей, проложенных внутри зданий. Цеховые сети иногда выполняются голыми проводами, проложенными, например, по стропильным фермам здания.

Значительная высота подвеса проводов над уровнем пола предотвращает случайные прикосновения к ним.

Большинство сетей внутри помещений выполняется изолированными проводами, т. е. проводами, имеющими внешние изолирующие, а иногда и защитные покровы. Основными обстоятельствами, определяющими применение для этих сетей изолированных проводов, являются следующие:

1. Некоторые линии сети прокладываются на небольшой высоте; возможны случайные и намеренные прикосновения людей к проводам. В качестве примеров укажем на спуски к штепсельным розеткам, выключателям, электродвигателям и т. д.

2. Изоляция проводов является основной изоляцией от замыканий фаз между собой и на землю. При выполнении внутренних сетей голыми проводами было бы большое число несчастных случаев с людьми и высокая аварийность сети.

По мере развития городов и их благоустройства вопрос о прокладке линий электрических сетей, телефонных и телеграфных линий приобретал все бóльшую остроту. Улицы города покрывались паутиной проводов, проходящих вдоль и поперек них. Улицы часто пересекались группами проводов — вводами в дома.

Загромождения воздушными линиями получались и на фабрично-заводских территориях из-за необходимости прокладывать большое количество линий к цеховым подстанциям.

Решение этого вопроса было найдено в устройстве кабельных сетей, линии которых прокладываются в земле. Для этой цели применяются силовые кабели специальных конструкций, имеющих изолирующие и защитные покровы.

1-2. ТОКОПРОВОДЯЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ

Материалами для токоведущих частей проводов и кабелей являются медь, алюминий, их сплавы и сталь.

Медь — один из лучших проводников электрического тока, и потому нужные технико-экономические показатели сети (потери электроэнергии, потери напряжения) можно получить при меньших сечениях медных проводов, чем при проводах из других материалов.

Временное сопротивление медной проволоки на разрыв зависит от ее обработки. Сопротивление на разрыв твердотянутой медной проволоки, идущей на изготовление голых проводов, доводится до 38—40 *кГ/мм²*. Для силовых кабелей и изолированных проводов применяется более гибкая отожженная медная проволока с временным сопротивлением разрыву 18—22 *кГ/мм²*.

Твердотянутая медь при температуре +20° С имеет удельное сопротивление 18 *ом · мм²/км*, а отожженная — 17,53 *ом · мм²/км*.

Медные провода воздушных линий хорошо противостоят влиянию изменяющихся атмосферных условий и большинству химических реагентов, находящихся в воздухе. Проволоки провода покрываются тонким слоем окиси меди и дальнейшему разрушению не поддаются. Электрический ток из-за плохой проводимости оксидной пленки «разбивается» на ряд отдельных токов, идущих по проволокам провода. Результатом этого явления и скрутки провода (длина проволок больше на 2—3% длины провода, измеренной по оси) получается повышение активного сопротивления многопроволочного провода на 2—3%.

Алюминий — худший проводник, чем медь. Его проводимость примерно в 1,6 раза меньше проводимости меди. Однако проводимость алюминия все же настолько высока, что его можно рационально использовать в качестве токопроводящего металла для проводов и кабелей.

Твердотянутые алюминиевые проволоки имеют временное сопротивление на разрыв 15—16 *кГ/мм²*. Удельное активное сопротивление алюминия 29,5 *ом · мм²/км*.

Основным недостатком алюминия является его относительно малое временное сопротивление. Провес алюминиевых проводов на воздушных линиях из-за этого получается бо́льшим, чем медных и проводов из других металлов. Увеличение провеса проводов ведет к повышению опор. До последнего времени алюминиевые провода применялись только в сетях местного значения с напряжением до 35 *кв* включительно. Разработки последних лет показывают возможность применения алюминиевых проводов на линиях с напряжениями вплоть до 500 *кв* [Л. 1].

Действию переменных атмосферных явлений алюминий противостоит так же хорошо, как медь. Проволоки покрываются тонкой оксидной пленкой, защищающей их от дальнейшего разрушения. В отношении стойкости алюминиевых проводов вблизи морей в литературе имеются противоречивые данные. Некоторые утверждают, что алюминиевые провода не поддаются коррозии, ссылаясь на опыт многолетней работы линий с алюминиевыми проводами на побережьях. В то же время опыт эксплуатации показывает, что алюминиевые провода некоторых линий, например на черноморском побережье, подвергались глубокой коррозии, приводившей к авариям на линиях.

По «Правилам устройства» сооружение по побережьям морей и соленых озер в полосе 5 *км* линий с алюминиевыми проводами не рекомендуется. Возможно применение алюминиевых проводов со специальной защитой от коррозии.

Алюминий, идущий на изготовление проводов, должен быть очень чистым, т. е. не должен содержать никаких примесей, так как иначе алюминиевые провода быстро разрушаются.

Алдрей представляет собой сплав алюминия с незначительной долей (около 1,2%) магния и кремния. В зависимости от количества магния и кремния и обработки алдрея можно получить металл с разными временными сопротивлениями на разрыв. Временное сопротивление алдрея, идущего на изготовление проводов

воздушных линий, 30—32 *кГ/мм*^{2}, т. е. в 2 раза больше, чем алюминия. Удельное электрическое сопротивление алдрея примерно на 10—12% выше, чем алюминия.

Экономически целесообразные конструкции воздушных линий с алдреевыми проводами могут быть получены для линий всех напряжений.

Во всем остальном сказанное про алюминиевые провода относится и к проводам из алдрея.

Алдрей, как имеющий худшую электропроводность, чем алюминий, для изолированных проводов и кабелей не применяется.

При передаче небольших мощностей по проводам из цветного металла они используются плохо. Например, при передаче 50 *квт* на 5 *км* по линии 10 *кв* с медными проводами экономически целесообразные потери электроэнергии и потери напряжения можно было бы получить при сечении провода 2—3 *мм*^{2}. По «Правилам устройства» на линиях с напряжением выше 1 000 *в* можно подвешивать медные провода сечением не менее 10 *мм*^{2}. Провода очень малых сечений не обеспечат достаточной надежности электроснабжения.

Во всех случаях, когда провода из цветного металла нельзя использовать полностью, следует применять стальные провода.

Активное и реактивное сопротивления стальных проводов значительно выше, чем проводов из цветного металла, и потому область применения этих проводов ограничена.

Стальные провода широко распространены в сетях сельскохозяйственной электрификации и в сетях небольших городов и поселков.

Стальные провода с большим временным сопротивлением на разрыв (120—180 *кГ/мм*^{2}) иногда используются для устройства переходов воздушных линий через широкие реки, ущелья и т. д. В Советском Союзе стальными проводами выполнен один из переходов через Волгу с расстоянием между опорами около 1 *км*. В Норвегии стальными проводами сечением 300 *мм*^{2} осуществлен переход через фиорд. Опоры, на которых подвешены провода, находятся друг от друга почти на 5 *км*.

Существенный недостаток стальных проводов—их высокая коррозийность. Для повышения коррозийной устойчивости стальные провода изготовляются из оцинкованной проволоки. Оцинковка должна быть ровной и прочной. Вблизи морей можно применять только хорошо оцинкованные стальные провода. Неоцинкованные стальные провода разрушаются очень быстро.

1-3. КОНСТРУКЦИИ ГОЛЫХ ПРОВОДОВ

Разнообразные условия работы воздушных линий электропередачи определяют необходимость иметь разные конструкции проводов.

Основными конструкциями являются:

1) однопроволочные провода из одного металла;

2) многопроволочные провода из одного металла;

3) многопроволочные провода из двух металлов;

4) пустотелые провода;

5) биметаллические провода.

Однопроволочные провода, как показывает само название, выполняются из одной проволоки.

Многопроволочные провода из одного металла состоят из нескольких свитых между собой проволок (рис. 1-2).

Провода имеют одну центральную проволоку, вокруг которой делаются последующие повивы (ряды) проволок. Каждый последующий повив имеет на 6 проволок больше, чем предыдущий. При одной проволоке в центре в первом повиве 6 проволок, во втором — 12, в третьем — 18. Следовательно, при одном повиве провод свит из 7, при двух повивах — из 19, при трех повивах — из 37 проволок.

Скрутка смежных повивов производится в разных направлениях, что

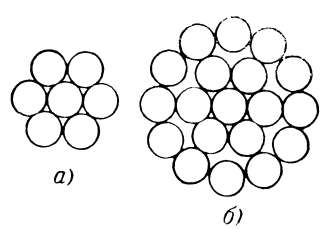


Рис. 1-2. Многопроволочные провода из одного металла.
а — 7-проволочный; *б* — 19-проволочный.

обеспечивает более круглую форму его и позволяет получить более устойчивый против раскручивания провод.

Многопроволочные провода других скруток используются в специальных случаях.

Временное сопротивление многопроволочных проводов составляет около 90% суммы временных сопротивлений отдельных проволок. Уменьшение временного сопротивления провода в целом происходит из-за неодинакового распределения усилия, действующего по проводу, между проволоками провода.

Многопроволочные провода имеют по сравнению с однопроволочными ряд существенных преимуществ:

1. Многопроволочные провода более гибки по сравнению с однопроволочными таких же сечений, что обеспечивает большую сохранность их и удобство при монтаже.

Провода воздушных линий под действием ветра постоянно раскачиваются, а иногда вибрируют, что вызывает дополнительные механические напряжения и усталость металла. Однопроволочные провода разрушаются при этом значительно быстрее, чем многопроволочные.

2. Высокие временные сопротивления материала могут быть получены только для проволок относительно небольших диаметров. Однопроволочные провода с сечениями 25, 35 *мм*^{2} и более имели бы пониженные временные сопротивления.

В многопроволочных проводах не может быть такого сильного ослабления прочности провода, вызванного браком производства, как в однопроволочных.

Указанные преимущества многопроволочных проводов обусловили, что однопроволочными изготовляются провода только малых сечений. При сооружении воздушных сетей в большинстве случаев применяются многопроволочные провода. Алюминиевые провода всегда делаются многопроволочными. Однопроволочные провода из этого металла не имеют нужной механической прочности и не обеспечивают надежности электроснабжения потребителей.

Желание повысить механическую прочность алюминиевых проводов привело к изготовлению алюминиевых проводов со стальными сердечниками, называемых сталеалюминиевыми. Сердечник провода выполняется из одной или нескольких свитых стальных оцинкованных проволок с временным сопротивлением около 120 *кГ/мм*^{2}. Алюминиевые проволоки, покрывающие сердечник одним, двумя или тремя повивами, являются токоведущей частью провода. Электропроводность стального сердечника мала и потому не учитывается.

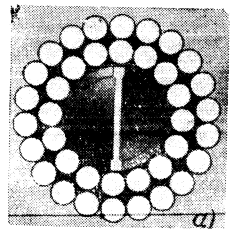
Механическую нагрузку (тяжение по проводу) воспринимают сталь и алюминий. В сталеалюминиевых проводах с отношением сечения алюминия к сечению стали около 5—6 алюминиевые проволоки принимают 50—60% полного тяжения по проводу, а остальное — стальной сердечник.

Сталеалюминиевые провода получили у нас преимущественное распространение при сооружении районных сетей 35—220 *кв*. Технико-экономические показатели линий со сталеалюминиевыми проводами в ряде случаев лучше, чем соответствующие показатели линий с медными проводами.

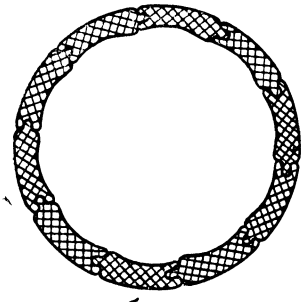
Сопротивляемость сталеалюминиевых проводов химическим реагентам воздуха та же, что алюминия и стали в отдельности. Вблизи морей сталеалюминиевые провода прокладывать нельзя: наблюдается быстрое разрушение алюминиевых проволок, прилегающих к стальному сердечнику, под действием электролитической коррозии.

При необходимости сочетать малое активное сопротивление провода с очень большой механической прочностью применяют сталебронзовые и сталеалдреевые провода. От Волжской гидроэлектростанции имени В. И. Ленина переход линии 400 *кв* длиной около 1 *км* через р. Усу выполнен сталебронзовыми проводами с сечением бронзы 509 *мм*^{2} и стали 134 *мм*^{2}.

Для электрических сетей с напряжением 220 *кв* нужны провода диаметром ~ 25 *мм*^{2}. Изготовление медных проводов такого диаметра с сечением, сплошь заполненным металлом, нерационально. По электрическим характеристикам (потери энергии и мощности) нужны значительно меньшие сечения проводов. Медные провода



а)



б)

Рис. 1-3. Пустотелые медные провода.
а — с винтообразным сердечником из круглых проволок; *б* — из фасонных проволок с замком.

с большим диаметром и относительно небольшим сечением изготовляются пустотелыми.

Конструкции пустотелых проводов изображены на рис. 1-3. В первой из них (рис. 1-3,*а*) на винтообразный медный сердечник накладываются круглые медные проволоки. В зависимости от сечения провода делаются 1—3 повива проволок. Другой тип пустотелого провода (рис. 1-3,*б*) изготовляется из фасонных проволок, соединяемых специальным замком. Этот тип пустотелого провода является более рациональным.

Линии 220 *кв* и более высокого напряжения при выполнении их сталеалюминиевыми проводами требуют меньших затрат на сооружение и эксплуатацию, чем линии с пустотелыми медными проводами.

Стремление сочетать высокую проводимость меди с большой механической прочностью стали привело к созданию проводов из биметаллических проволок. Стальная проволока покрывается слоем меди, металлы соединяются сваркой. Отношение сечений меди и стали может колебаться в широких пределах, давая возможность получить провода с характеристиками, близкими к характеристикам медных или стальных проводов.

Для удобства записей провода обозначаются марками: М — медь, А — алюминий Ал — алдрей, С—сталь. Сталеалюминиевые провода изготавливаются трех марок:

1. Сталеалюминиевые провода АС, имеющие отношение сечений алюминия и стали около 5,5—6.

2. Сталеалюминиевые провода облегченной конструкции АСО с отношением сечений алюминия и стали 7,5—8.

3. Сталеалюминиевые провода усиленной конструкции АСУ с отношением сечений алюминия и стали около 4,5.

Наиболее целесообразно применение проводов АСО [Л. 2]. При сечениях алюминиевой части провода до 120 *мм*^{2} применяются провода марки АС (провода АСО изготавливаются с сечением алюминиевой части 150 *мм*^{2} и более). Провода АСУ используются в специальных случаях.

Для обозначения провода рядом с маркой дается номинальное сечение провода. Например, А-50 означает алюминиевый провод с сечением 50 *мм*^{2}. Номинальным сечением называется округленная величина фактического сечения провода.

Цифра при марке сталеалюминиевого провода, например АС-150, дает только номинальное сечение алюминиевой части провода.

Данные о выпускаемых нашими заводами проводах и физико-технические свойства проволок, из которых они изготовляются, приведены в приложениях 1—2.

1-4. КОНСТРУКЦИИ ИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДОВ

Учитывая разнообразные условия работы изолированных проводов, заводы выпускают большой ассортимент таких проводов. Основными типами изолированных проводов являются:

1. Изолированные незащищенные провода, токоведущие жилы которых покрыты резиновыми или полихлорвиниловыми изолирующими оболочками.

2. Шнуры, образуемые двумя и более скрученными или положенными параллельно изолированными гибки-

Рис. 1-4. Провод марок ПР и АПР.

ми жилами. У некоторых шнуров изолированные жилы заключаются в общую оболочку.

3. Защищенные изолированые провода, изолированные жилы которых находятся в металлической или какой-нибудь другой механически прочной оболочке.

Рассмотрим несколько основных конструкций изолированных проводов и шнуров, применяемых в сетях осветительных и силовых установок [Л. 3 и 4].

1. Провод с резиновой изоляцией одножильный с медной или алюминиевой жилой (рис. 1-4). Изоляция провода — вулканизированная резина. От воздействия кислорода воздуха резина стареет: твердеет, становится хрупкой, образуются трещины. Наиболее интенсивное старение резины наблюдается при прямом воздействии на нее солнечных лучей и повышенной температуре провода. У проводов с сечением жил 10 *мм*^{2} и более для защиты резиновой изоляции поверх нее сперва наматывается лента из прорезиненной ткани, а затем накладывается оплетка из хлопчатобумажной пряжи. Провода с сечением жил менее 10 *мм*^{2} имеют только оплетку. Пряжа, из которой делается оплетка, пропитана противогнилостным составом, предотвращающим разрушение ее бактериями и пр.

Провода с медной жилой обозначаются маркой ПР, а с алюминиевой жилой—АПР. Буква А в марке всех проводов и кабелей показывает, что они имеют алюминиевые жилы.

Провода марок ПР и АПР применяются для неподвижных прокладок на роликах, изоляторах и т. п. Провода изготовляются с сечениями жил 0,75—400 *мм*^{2}. Провода с медными жилами выпускаются для работы в сетях с номинальным напряжением 500 и 3 000 *в*, провода с алюминиевыми жилами — только в сетях 500 *в*.

Провода ПР и АПР разрешается прокладывать и в трубах.

2. Провод с резиновой изоляцией гибкий одножильный ПРГ. Жилы всех гибких проводов и шнуров выполняются из тонких медных проволок; алюминиевые проволоки хрупки, выдерживают относительно небольшое число перегибов.

Конструкция проводов этой марки такая же, как и проводов ПР. Повышенная гибкость провода обозначается в марке провода буквой Г.

Провода ПРГ предназначаются для присоединений подвижных частей электрических приборов и аппаратов в случаях, когда перемещение провода не происходит непрерывно. Кроме того, они применяются в установках, требующих большой гибкости провода.

3. Провод двухжильный с резиновой изоляцией — ПРД. Жилы из тонких медных проволок покрыты вулканизированной резиной, поверх которой накладывается оплетка из непропитанной хлопчатобумажной пряжи. Два одножильных провода скручены вместе (рис. 1-5). Этот провод часто ошибочно называют шнуром.

Провод применяется для прокладки в сухих помещениях в установках с напряжением не выше 220 *в*. Изготовляется только двужильным с сечениями 0,75—6 *мм*^{2}.

4. Провод с резиновой изоляцией для прокладки в стальных трубах марок ПРТО и и АПРТО. Конструкция этих проводов аналогична конструкции проводов ПР и АПР. Изготовляются двух- и трехжильными с четвертой жилой меньшего сечения на напряжения 500 и 2 000 *в*. Сечения жил одножильных проводов 1—400 *мм*^{2}; наибольшее сечение жилы двух — четырехжильных проводов 120 *мм*^{2}.

5. Одножильный провод с полихлорвиниловой изоляцией с медной или алюминиевой жилой марок ПВ и АПВ. Поверх токоведущей жилы наложена изоляция из винилита (буква В в марке провода). Винилитовая изоляция не подвержена в такой степени воздействию кислоро-

Рис. 1-5. Провод марки ПРД.

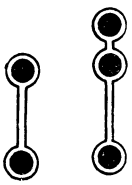


Рис. 1-6. Провод марки ППВ.

да, как резина, и потому провода с винилитовой изоляцией выпускаются без защитных покровов—оплеток.

Изоляционные полихлорвиниловые пластикаты обладают высокими диэлектрическими свойствами, не поддерживают горения, не подвержены действию озона, обладают высокой стойкостью к старению и стойки к действию химически агрессивных сред.

Провода марок ПВ и АПВ изготовляются с сечениями жил, 0,75—95 *мм*^{2} для установок с напряжениями до 500 *в* включительно.

Гибким одножильным проводам с винилитовой изоляцией и медной жилой присвоена марка ПГВ.

6. Двух- и трехжильный провод с медными жилами в винилитовой изоляции плоский (ленточный) — ППВ (рис. 1-6). Две или три медные жилы изолированы полихлорвиниловым пластикатом. Ширина ленты между изолированными жилами двухжильного провода 5 *мм;* в трехжильном проводе ширина одной ленты 5 *мм,* а другой 1 *мм.*

Провода этой марки изготовляются с сечениями жил 0,75—2,5 *мм*^{2} для сетей с напряжением до 500 *в* включительно. Провода ППВ применяются для осветительных сетей, прокладываемых внутри помещений.

Ленточные провода изготавливаются и с гибкими жилами (ППГВ).

7. Двухжильный шнур с резиновой изоляцией в непропитанной хлопчатобумажной оплетке — ШР. Конструктивно выполнен, как провод марки ПРД, но имеет гибкие жилы. Применяется при повышенных требованиях к гибкости шнура.

8. Двухжильный шнур с резиновой изоляцией — ШПРО. Параллельно уложенные жилы находятся в общей оплетке из хлопчатобумажной пряжи, лощеной нитки, натурального или искусственного шелка. Изготовляется для установок 220 *в* с сечениями жил 0,5—0,75 *мм*^{2}. Используется для присоединения переносных бытовых электроприборов—настольных ламп, радиоприемников и т. п.

Шнуры изготавливаются и с винилитовой изоляцией.

У некоторых многожильных шнуров жилы заключены в общую резиновую или винилитовую оболочку. Такие шнуры называются шланговыми.

9. Трубчатый провод с резиновой изоляцией в металлической фальцованной (со швом) оболочке марки ТПРФ (рис. 1-7). Этот провод является защищенным, поскольку его медные изолированные жилы заключены в тонкую оцинкованную стальную, латунную или алюминиевую оболочку. Фальцованный шов не обеспечивает герметичности оболочки, и потому такие провода прокладываются только в сухих помещениях. Провод ТПРФ применяется в местах, где на проводку возможны случайные небольшие механические воздействия, например на лестничных клетках и т. п., а также когда наружная проводка по архитектурным соображениям должна быть незаметной.

Кроме описанных выше, заводы выпускают еще большое количество разных проводов и шнуров.

1-5. СИЛОВЫЕ КАБЕЛИ С БУМАЖНОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ И ВЯЗКОЙ ПРОПИТКОЙ 1—35 *кв*

Кабелями называются одна или несколько скрученных вместе изолированных жил, заключенных в защитную герметичную свинцовую, алюминиевую, полихлорвиниловую или полиэтиленовую оболочку. Герметичная оболочка предотвращает проникнове-

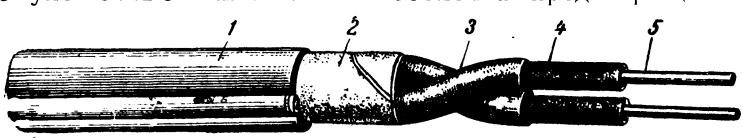


Рис. 1-7. Трубчатый провод марки ТПРФ.

1 — металлическая оболочка; *2* — кабельная бумага; *3* — хлопчатобумажная лента; *4* — резиновая изоляция; *5* — токопроводящая жила.

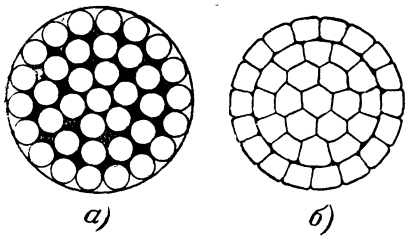


Рис. 1-8. Круглая жила кабеля.
а — неуплотненная; *б* — уплотненная.

ние воды в изоляцию жил и делает возможным прокладку кабелей вне зданий в земле. Полихлорвинил не обеспечивает полной герметичности; приходится принимать дополнительные меры.

Разнообразные условия работы силовых кабелей и необходимость изготовления их отдельных частей (жилы, оболочки, защитные покровы) из разных материалов определяют выпуск заводами большого числа марок кабелей.

Опишем наиболее характерные конструкции силовых кабелей с бумажной изоляцией [Л. 3 и 4]. Электрические свойства, характеристики кабелей рассматриваются в книге «Техника высоких напряжений» [Л. 5] и специальной литературе по кабельной технике.

Изучение конструкций начнем с кабелей с вязкой пропиткой, предназначенных для работы в сетях с напряжениями 120 *в* — 35 *кв*.

Токоведущие жилы кабелей изготавливаются из медных и алюминиевых проволок. Медные жилы выполняются из мягкой отожженной проволоки (марки МГМ), имеющей меньшее электрическое сопротивление, чем твердотянутая. Алюминиевая проволока не отжигается, поскольку ее электропроводность не зависит от степени отжига.

Для уменьшения диаметра жил, что снижает расход изолирующих и других материалов на кабели, а также для уменьшения стекания пропитывающего бумагу состава жилы кабеля уплотняются — обжимаются. Цилиндрические проволоки превращаются в призматические, плотно прилегающие друг к другу (рис. 1-8).

Все токоведущие жилы сечениями 2,5—16 *мм*^{2} включительно изготавливаются круглыми однопроволочными. В одножильных кабелях жилы сечением 25 *мм*^{2} — круглые многопроволочные, в трех- и четырехжильных кабелях — секторные многопроволочные уплотненные (рис. 1-9 и 1-10).

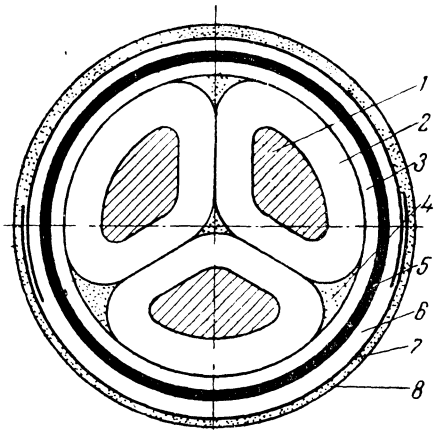


Рис. 1-9. Трехжильный кабель с секторными жилами.
1 — токопроводящая жила; *2* — фазная изоляция; *3* — поясная изоляция; *4* — наполнитель; *5* — оболочка (свинцовая, алюминиевая); *6* — подушка под броней; *7* — броня из стальных лент; *8* — наружный покров.

Трехжильные кабели изготавливаются для напряжений 6—10 *кв*, а четырехжильные — для напряжений до 1 000 *в*. Четвертая жила меньшего сечения используется в качестве нулевого провода. Круглая четвертая жила ставится в кабелях с сечением рабочих жил до 35 *мм*^{2} включительно (рис. 1-10,*а*). В кабелях с сечением жил 50 *мм*^{2} и выше четвертая жила — секторная.

Фазная изоляция жил кабелей выполняется из пропитанной кабельной бумаги многократной обмоткой их бумажными лентами (рис. 1-9). На скрученные изолированные жилы после заполнения промежутков между ними бумагой (наполнителем) накладывает-

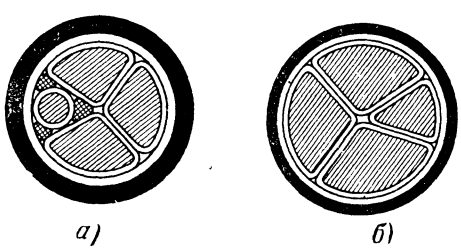


Рис. 1-10. Четырехжильный кабель.
а — с секторными рабочими жилами и круглой нулевой; *б* — с секторными жилами.

ся поясная изоляция из кабельной бумаги.

Бумажная изоляция кабелей пропитывается составом из минерального масла и канифоли. Применяются и синтетические масла требуемой вязкости.

В кабелях для вертикальных и круто наклонных трасс, чтобы избежать стекания пропиточного состава в нижние участки кабеля, приводящего к выходу из работы кабельной линии, избыток пропиточного состава удаляется; получаются кабели с обедненно-пропитанной изоляцией.

Поверх поясной изоляции для предохранения изоляции от увлажнения и механических повреждений накладывается герметичная оболочка (рис. 1-9) из свинца или алюминия. В марках кабелей ставят буквы, указывающие материал оболочки (А — алюминиевая, С — свинцовая).

Кабели 35 *кв* с бумажной пропитанной изоляцией изготавливаются с отдельно освинцованными жилами— каждая круглая изолированная жила покрывается своей свинцовой оболочкой. Такая конструкция кабеля позволяет получить наиболее равномерное электрическое поле и устранить тангенциальные составляющие его. С отдельно освинцованными жилами изготовляются кабели и на более низкие напряжения.

Алюминиевые герметичные оболочки имеют примерно в 2,5 раза бóльшую механическую прочность, чем свинцовые, и повышенную вибрационную стойкость. Свинцовые оболочки кабелей, проложенных на вибрирующих сооружениях (мосты и т. п.), быстро разрушаются, происходит перерождение свинца. Недостатками алюминиевых оболочек являются меньшая гибкость и бóльшая подверженность коррозии в агрессивных средах.

Для прокладки внутри помещений применяются голые кабели, не имеющие защитных покровов. У таких кабелей алюминиевая или свинцовая оболочка является наружной.

Для большинства кабельных линий применяются кабели с защитными покровами, наложенными поверх герметичных оболочек. В зависимости от условий прокладки кабелей выбирается тот или иной тип защитных покровов.

Простейшим является асфальтированный защитный покров, состоящий из последовательно наложенных концентрических слоев: битумного состава, бумажных лент, пропитанной кабельной пряжи и мелового покрытия. В марке кабелей с таким покровом имеется буква А (асфальтированный).

Для кабелей, прокладываемых вне помещений, когда можно ожидать их повреждения под действием механических усилий, основной частью защитного покрова являются две стальные ленты, навиваемые на кабель (рис. 1-9). Поверх стальных лент накладывается наружный защитный слой, состоящий из битумного состава и пропитанной кабельной пряжи. Наружный защитный слой служит для предохранения кабеля от коррозии.

У кабелей, подвергающихся растягивающим усилиям, броня выполняется из плоских стальных оцинкованных проволок.

Для защиты оболочки кабеля между броней и оболочкой делается подушка из последовательных концентрических слоев битумного состава, бумажных лент и пропитанной кабельной пряжи.

Подушка кабелей, прокладываемых внутри и вне зданий в особо агрессивных по коррозии условиях, выполняется из битумного состава, бумажных и винилитовых лент.

Основные конструктивные характеристики кабелей отражаются в их марках. Например, кабели с алюминиевыми жилами голые имеют марки ААГ и АСГ. Первая буква А — алюминий — показывает материал жил, вторая — материал оболочки (С — свинец, А — алюминий), последняя — Г—отсутствие защитных покровов (голый).

В марках кабелей с медными жилами буквы, показывающей материал токоведущих жил, не ставится. Кабели с медными жилами в алюминиевой оболочке голые имеют поэтому марку АГ.

Кабели с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке, бронированные стальными лентами, маркируются ААБ (Б — броня). Бронирo-

ванные кабели с медными жилами в свинцовой оболочке имеют марку СБ.

Кабели рассмотренных конструкций выпускаются нашими заводами в настоящее время. Одновременно ведется большая работа по созданию новых, более совершенных конструкций кабелей. Начался выпуск кабелей с нестекающей пропиткой, позволяющей прокладку их по наклонным трассам без принятия специальных мер.

Выпущены опытные кабели с изоляцией из пластикатов. Трехжильный кабель такого типа на напряжение 10 *кв* имеет конструкцию: медные жилы изолированы сплошной оболочкой из полиэтилена, поверх которой наложены медные тонкие ленты, служащие экраном. На медные ленты наложена сплошная оболочка из полихлорвинилового пластиката. Три скрученные жилы заключены в общие защитные покровы того же типа, что и кабели с бумажной изоляцией.

Кабели с изоляцией из пластикатов должны найти широкое применение.

1-6. СИЛОВЫЕ КАБЕЛИ 35—220 *кв*

В ряде случаев линии 35—220 *кв*, например подходящие к понизительным подстанциям, расположенным в центральных частях городов, целесообразно выполнить кабельными, а не воздушными.

Изготовление кабелей переменного тока с вязкой пропиткой на напряжения 110—220 *кв* невозможно.

Рассмотрим несколько конструкций кабелей 35—220 *кв* [Л. 4 и 5].

1. Газонаполненные кабели изготовляются в свинцовой оболочке с обедненно-пропитанной бумажной изоляцией. В прослойках между бумажными лентами находится сжатый газ. В кабелях напряжением 35 *кв* давление газа 3—5 *ати*, а в кабелях 110 *кв* поддерживается давление 10—15 *ати*. Газ, наполняющий кабель, должен иметь хорошие электрические характеристики, высокую теплопроводность, быть инертным и дешевым. Обычно применяется азот чистотой не менее 99,5%. Примеси кислорода и влаги вызывают старение изоляции. Использование сжатого воздуха недопустимо из-за пожарной опасности (горение изоляции при пробое).

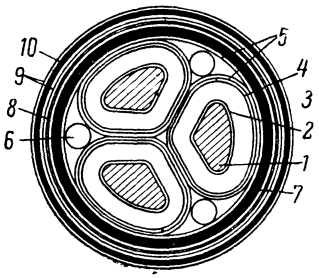


Рис. 1-11. Газонаполненный кабель.

1—токоведущая жила; *2*—экран из полупроводящей бумаги; *3*—обедненно-пропитанная бумажная изоляция; *4*—металлизированная бумага; *5*—тканевая лента с медной проволокой; *6*—стальной гибкий газопроницаемый шланг; *7*—свинцовая оболочка; *8*—медные ленты; *9*—защитный слой; *10*—бронепокровы.

Поперечный разрез газонаполненного кабеля 35 *кв* показан на рис. 1-11. Для выравнивания электрического поля на жилы наложена полупроводящая бумага, а поверх изоляции — металлизированная бумага. На скрученные жилы и газопроводящие каналы наложена скрепляющая тканевая лента, прошитая медной проволокой, обеспечивающей соединение экранов фаз и газопроводящих каналов со свинцовой оболочкой.

Газ подается по металлическим газопроводам, выполненным в виде открытых спиралей. Поддержание давления газа в определенных пределах обеспечивается баллонами с газом, установленными по концам кабеля.

Для повышения механической прочности свинцовой оболочки на нее накладываются стальные или медные ленты, защищенные сверху антикоррозийными покровами из хлорвиниловых лент, прорезиненной ленты и битума. Кабели имеют броню из стальных лент.

Для сильно наклонных и вертикальных трасс газонаполненные кабели изготовляются и для напряжения 10 *кв*. Эти кабели имеют конструкцию, близкую к изображенной на рис. 1-11. Не ставятся газопроводящие трубки.

Газонаполненные кабели высокого давления (10—15 *ати*) требуют сложных упрочняющих оболочку покровов и потому применяются редко. Наиболее распространенной конструкцией газонаполненных кабелей на напряжение 110 *кв* является изображенная

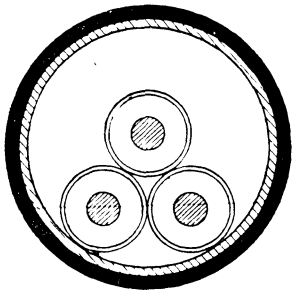


Рис. 1-12. Газонаполненный кабель 110 *кв.*

на рис. 1-12. Три одножильных кабеля с бумажной изоляцией находятся в стальной трубе. Для предохранения от увлажнения изоляции кабели к месту работ доставляются в свинцовой оболочке, которая при монтаже снимается. В трубе находится инертный газ (азот) под давлением 10—15 *ати,* заполняющий все прослойки между бумажными лентами изоляции и пустоты, образовавшиеся после обеднения изоляции от избытка пропиточного состава.

2. Маслонаполненные кабели с бумажной пропитанной изоляцией, пустоты которой заполнены маслом под давлением, применяются в сетях с напряжениями 110—400 *кв.*

Наиболее распространенными являются кабели среднего давления, работающие при давлении масла 2—4 *ати.* Применение кабелей высокого давления (10—15 *ати*) целесообразно при напряжении 400 *кв* и в некоторых случаях при напряжении 220 *кв.* Кабели высокого давления требуют большого упрочения свинцовой оболочки и усложненных конструкций муфт и другой аппаратуры.

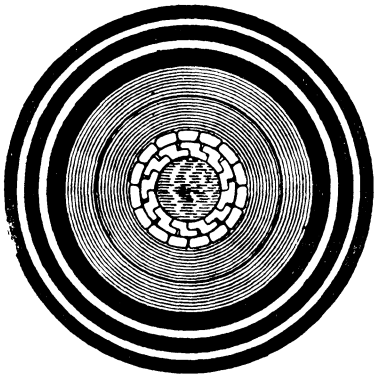


Рис. 1-13. Одножильный маслонаполненный кабель.

Одножильный маслонаполненный кабель (рис. 1-13) имеет пустотелую жилу из круглых проволок, намотанных на винтообразный сердечник, или из фасонных проволок со специальными насечками, обеспечивающими проникновение масла из центрального канала к изоляции. Масло поступает по каналу пустотелой жилы. Пропитка маслонаполненных кабелей осуществляется маловязким маслом с высокой электрической прочностью и высокой стабильностью электрических характеристик в присутствии воздуха, меди и свинца.

Давление масла изменяется в зависимости от токовой нагрузки кабеля и температуры окружающей среды. Для поддержания давления масла в определенных пределах устанавливаются баки давления.

Жила кабеля покрывается бумажной изоляцией, поверх которой накладываются металлизированная перфорированная лента, а затем свинцовая оболочка. Свинцовая оболочка упрочняется медными лентами, покрытыми антикоррозийной защитной оболочкой. Последняя выполняется в некоторых случаях из свинца.

Верхний защитный слой кабеля при прокладке его в траншее делается асфальтированным и состоит из концентрических слоев битумного состава, бумажных лент, пропитанной кабельной пряжи и мелового покрытия.

Выполняются маслонаполненные кабели на напряжение 110 *кв* и трехжильными, что облегчает сооружение и эксплуатацию кабельных линий высокого напряжения. Линии с трехжильными кабелями стóят заметно меньше, чем с одножильными.

Маслонаполненные кабели нашли широкое распространение и показали высокую степень надежности работы.

3. Кабели давления имеют жилу с бумажной изоляцией, с вязкой пропиткой, заключенную в герметическую оболочку. Три одножильных кабеля помещаются в стальную трубу, заполненную газом или маслом под давлением порядка 15 *ати* (рис. 1-14).

Для лучшего охлаждения жил кабелей за счет циркуляции между ними

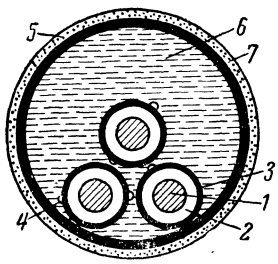


Рис. 1-14. Трубопровод с кабелем под давлением.

1 — жила; *2* — изоляция; *3* — герметичный защитный покров; *4* — проволока; *5* — стальная труба; *6* — масло или газ под давлением; *7* — антикоррозийный покров.

масла (газа), а также для предотвращения повреждения оболочек при протяжке кабелей в трубе на оболочку каждой жилы навиваются две-три бронзовые проволоки с шагом около 300 *мм*.

Для облегчения протяжки кабелей внутренняя поверхность трубы должна быть очищена и смазана.

Давление масла в трубопроводе поддерживается компрессорами, включающимися автоматически при падении давления ниже определенного предела и автоматически отключающимися при верхнем допускаемом пределе давления масла.

Нужное давление в трубопроводе, заполненном газом, обеспечивается установкой газовых баллонов.

Кабели давления с маслом в стальном трубопроводе получили в последнее время такое же широкое распространение, как и маслонаполненные кабели. Кабели в стальном трубопроводе обеспечивают очень высокую степень надежности электроснабжения.

Отметим, что все кабели на напряжения 110—220 *кв* работают очень надежно.

Кроме описанных, применяется ряд других конструкций кабелей на напряжения 110—220 *кв*, например плоский трехжильный кабель и т. п.

Все конструкции газонаполненных и маслонаполненных кабелей преследуют цель полностью устранить процессы, вызывающие старение кабелей с вязкой пропиткой, а именно: необратимые расширения свинцовой оболочки, образование газовых включений с низким давлением газа и перемещение пропитывающей изоляцию массы.

Глава вторая

УСТРОЙСТВО ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

2-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Расстояние l между соседними опорами (точками подвеса провода), измеренное по горизонтали (рис. 2-1), называется длиной пролета, или, сокращенно, пролетом. Для линий, у которых точки подвеса провода расположены на одинаковой высоте (рис. 2-1,*а*), длина пролета l равна расстоянию между опорами.

Провод, подвешенный в точках A и B, провисает по цепной линии. Разные точки провода неодинаково удалены от горизонтальной прямой AB. Вертикальное расстояние f от прямой AB до низшей точки провода называется стрелой провеса провода. На линиях с разными высотами точек подвеса провода (рис. 2-1,*б*) рассматриваются три стрелы провеса: f_1 — относительно высшей точки B подвеса провода, f_2 — относительно низшей точки A подвеса провода и f — в середине пролета, отсчитываемая от прямой AB, соединяющей точки подвеса провода.

Вертикальное расстояние от нижней точки провода до земли называется габаритом приближения провода к земле. Заданный габарит $h_г$ и наибольшая стрела провеса провода $f_г$ при вертикальном его положении определяют высоту точки подвеса провода:

$$H = h_г + f_г,$$

а следовательно, и высоту опоры.

На воздушных линиях низкого напряжения провода располагаются друг от друга на расстояниях 20—60 *см*. На линиях высокого напряжения расстояния между проводами по ряду соображений берутся бо́льшими. На линиях 6—10 *кв* эти расстояния составляют 0,8—1,5 *м*, на линиях 35 *кв*—

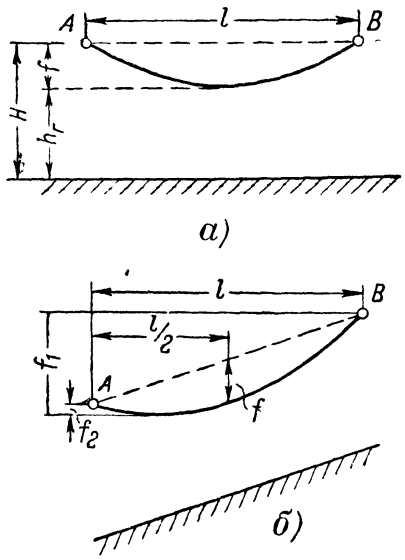


Рис. 2-1. Пролет и стрелы провеса провода.

2—4 *м*; расстояния между проводами на линиях 110 *кв* берутся 4—6 *м*, а на линиях 220 *кв*—6—7,5 *м*.

На линиях низкого напряжения опоры, устанавливаются с пролетами 30—75 *м*. Для этих линий применяются опоры с небольшими поперечными размерами, легко устанавливаемые в застроенных местностях.

Пролеты воздушных линий высокого напряжения выполняются значительно бóльшими; экономически целесообразные решения для линий 35—220 *кв* получаются при деревянных опорах с пролетами 150—250 *м*, а при металлических опорах — с пролетами 150—400 *м*.

Воздушные линии проходят по районам с разными местными условиями: по полям, горам, городам, пересекают реки, железные дороги и т. д. Разнообразные местные условия требуют применения на линиях электропередачи разных типов опор.

Необходимость иметь несколько типов опор обусловливается и экономическими соображениями. Воздушные линии должны обеспечить надежное электроснабжение, и в то же время стоимость их не должна быть очень высокой.

Большое влияние на конструкцию воздушной линии оказывают климатические условия местности, в которой сооружается линия. В районах с тяжелыми климатическими условиями, например с сильными ветрами, линии должны быть выполнены более прочными, чем в районах с легкими климатическими условиями. Несоответствие конструкции линии нагрузкам, действующим на них, приводит к частичному или полному разрушению линии, что связано иногда с перерывом электроснабжения потребителей.

2-2. РАБОТА ПРОВОДОВ И ТРОСОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

На воздушных линиях 110—500 *кв* и некоторых линиях 35 *кв* с металлическими и железобетонными опорами, а также на подходах к подстанциям линий 35—110 *кв* с деревянными опорами, кроме проводов, подвешиваются стальные заземленные тросы. Их назначение—защита проводов от прямых ударов молнии и связанных с этим перенапряжений. Тросы подвешиваются выше проводов.

Провода и тросы воздушных линий работают в тяжелых условиях, подвергаясь действию ветра, гололеда, химических реагентов, находящихся в воздухе, вибрациям и т. д. В материалах проводов, тросов и опор возникают большие механические напряжения.

Рассмотрим механические нагрузки, действующие на провода[1] и опоры.

При определенных атмосферных условиях провода воздушных линий покрываются изморозью, гололедом или облепляются снегом. Появляется большая добавочная вертикальная нагрузка и увеличивается поверхность, на которую давит ветер.

Образование изморози происходит наиболее часто при температуре воздуха и провода около —5° С. Воздух должен быть насыщен мельчайшими частицами переохлажденной воды (туман). Переохлажденные частицы воды, соприкасаясь с проводами, имеющими температуру ниже 0° С, кристаллизуются, образуя изморозь. Значительное количество изморози на проводах осаждается при большой влажности воздуха и ветре, наносящем на провода частицы воды. При

[1] Все сказанное в дальнейшем о проводах полностью относится и к тросам.

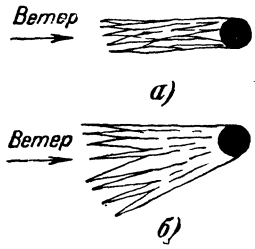


Рис. 2-2. Образование изморози при ветре, перпендикулярном по отношению к направлению линии.

ветре, направленном перпендикулярно линии, изморозь начинает откладываться на наветренной (подветренной) части провода (рис. 2-2,*а*). Поверхность провода, покрытая изморозью, увеличивается за счет проворачивания провода под действием веса изморози (рис. 2-2,*б*).

При направлении ветра вдоль линии провод покрывается изморозью равномерно по всей поверхности (рис. 2-3).

Изморозь представляет собой белый рыхлый непрозрачный кристаллический осадок с объемным весом 0,05—0,6 *г/см*^{3}.

Образование гололеда также наиболее часто происходит при температурах около —5° С и выпадении достаточно крупных капель переохлажденной воды (морось, дождь). Такие капли не могут мгновенно кристаллизоваться. Растекаясь по проводу, они замерзают, образуют гололедные отложения.

Объемный вес гололеда в зависимости от количества абсорбированного воздуха колеблется в пределах 0,6—0,9 *г/см*^{3}.

Изморозевые и гололедные отложения обычно бывают односторонними. Гололеды и плотные изморози прочно удерживаются на проводах.

В значительных количествах на проводах может удержаться только мокрый снег; сухой снег ссыпается с проводов.

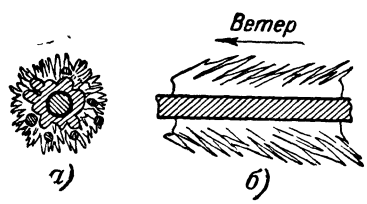


Рис. 2-3. Изморозь на проводах при ветре вдоль линии.

На проводах воздушных линий наблюдаются смешанные явления, например на гололед нарастает изморозь, а свободные пространства между иглами изморози заполняются снегом и т. п.

Большие гололедо-изморозевые отложения наблюдаются в зоне смешения двух масс воздуха с разными температурами (холодный или теплый фронт). В этой зоне происходит интенсивная конденсация водяного пара, находящегося в более теплом воздухе. Большое количество капель переохлажденной воды, наносимой на провода, образует гололедо-изморозевые отложения значительного веса, приводящие иногда к повреждению линий.

Интенсивность и частота повторяемости изморозей и гололедов зависят от отметки местности над уровнем моря. Чем выше отметка местности, тем чаще и интенсивнее гололедообразования.

На линиях, проходящих вблизи больших водных поверхностей (моря, озера и т. п.), следует ожидать более сильных и частых гололедов; испарения с этих поверхностей наносятся на провода. Отметим, что влияние морей сказывается не только на их берегах; оно распространяется на десятки и сотни километров.

Количество изморози и гололеда, образующихся на проводах, зависит от местных климатических условий. Например, в центральной части РСФСР гололедо-изморозевые отложения наблюдаются сравнительно редко и вес их на проводах не превосходит 0,5—1 *кГ/м* длины провода. В некоторых районах Донбасса гололед и изморозь представляют обычные явления, а вес отложений на проводах достигает 2—5 *кГ/м* длины провода.

В районах с тяжелыми климатическими условиями эффективным средством борьбы с обледенением проводов является плавление гололеда на проводах. Нагрузки проводов токами нормальных режимов не предотвращают образования гололеда на проводах. Например, провод АС-120, нагруженный током 120 *а*, при температуре

воздуха —5° С и скорости ветра 5 *м/сек* имеет температуру —3° С. Отложения же гололеда были бы невозможны только при положительной температуре провода.

Наиболее распространенным методом плавления гололеда на проводах является короткое замыкание всех трех фаз на одном конце линии. К другому концу ее подводится напряжение, при котором в линии устанавливается ток, необходимый для плавления гололеда (при проводах средних сечений необходим ток в несколько сотен ампер). Для этого на подстанциях часто требуются специальные трансформаторы с регулированием напряжения.

Давление ветра на провода и опоры создает дополнительную нагрузку. Увеличивается тяжение по проводам, появляются значительные горизонтальные силы, действующие на опоры, направленные перпендикулярно трассе линии.

Давление ветра на провода и опоры примерно пропорционально квадрату скорости ветра. Скорость ветра зависит от климатических условий района. Например, в центральной полосе РСФСР скорость ветра не превышает обычно 25—30 *м/сек* (90—108 *км/ч*), а в районе г. Новороссийска при норд-остах скорость ветра доходит до 40 *м/сек* (144 *км/ч*) и выше.

Под действием ветра провода воздушных линий вибрируют — появляются стоячие продольные волны в вертикальной плоскости длиной от 0,5 до десятков метров. Частота колебаний 5—50 *гц*. Амплитуда колебаний доходит до нескольких сантиметров.

С увеличением диаметра провода и длины пролета интенсивность вибраций возрастает.

Вибрация проводов приводит к излому проволок провода у зажимов, которыми провод крепится к изоляторам. При интенсивной вибрации провода быстро разрушаются. На одной линии 220 *кв* со сталеалюминиевыми проводами диаметром 25 *мм* через 2 года изломы алюминиевых проволок были обнаружены у 80% зажимов.

Рассмотрим причину вибрации проводов.

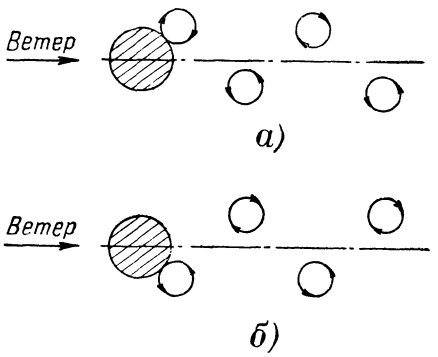


Рис. 2-4. Воздушные вихри за проводом.

При небольших скоростях ветра за проводом образуются воздушные вихри (рис. 2-4). Верхние и нижние вихри, расположенные симметрично относительно горизонтальной оси, вращаются в противоположные стороны. Шахматное расположение вихрей определяет попеременное действие сил на провод то вниз, то вверх. При отрыве вихря вверху (рис. 2-4,*а*) скорость ветра над проводом меньше, чем под проводом; давление ветра на провод направлено вниз. При отрыве вихря снизу (рис. 2-4,*б*) давление ветра на провод имеет составляющую, направленную вверх.

Вибрация проводов наблюдается при скоростях ветра от 0,5—0,8 до 8—10 *м/сек*, при которых движение воздуха по всей длине пролета наиболее равномерно. Равномерность движения воздуха обусловливает правильное периодическое чередование вихрей за проводом, а следовательно, и равномерно-переменное приложение импульсов, действующих на провод. При бóльших скоростях ветра, когда поток воздуха имеет турбулентное строение, вибрации проводов не наблюдается.

Разрушение проволок проводов вызвано усталостью металла из-за многократных перегибов провода. Во время вибрации материал проводов получает дополнительные напряжения изгиба и растяжения из-за искривления и увеличения длины провода. Наибольшее напряжение материала проволок имеется вблизи точек его закрепления (у зажимов), поскольку в этих местах провод получает наиболее резкие перегибы.

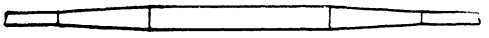


Рис. 2-5. Армированный провод.

Вибрацией повреждаются все провода — алюминиевые, медные и сталеалюминиевые.

Основными мерами борьбы с вибрацией проводов и ее последствиями являются следующие:

1. Усиление провода обмоткой в месте закрепления (подвесные зажимы) специальными армировочными прутками. Армировочный пруток — проволока, имеющая на концах меньший диаметр, чем в середине. Обмотанный провод получает вид, изображенный на рис. 2-5.

Действие армировочных прутков заключается в том, что провод у мест закрепления, имея постоянно увеличивающийся момент инерции, получает менее резкие перегибы, чем неармированный. Уменьшаются добавочные напряжения материала проволок, вызванные вибрацией проводов. Армирование проводов не устраняет полностью разрушения проводов при вибрации, но значительно увеличивает продолжительность работы их без излома проволок.

2. Подвеска к проводам виброгасителей (демпферов) специальной конструкции почти полностью предотвращает излом проволок при вибрации.

Виброгаситель, применяемый в СССР (рис. 2-6), состоит из двух грузов, соединенных стальным тросом, за который гаситель прикрепляется зажимом к проводу. Действие его основано на поглощении энергии колебаний трением между отдельными проволоками троса, скрепляющего грузы.

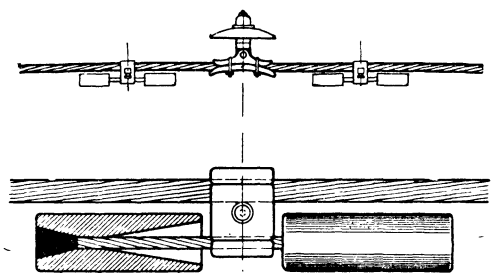


Рис. 2-6. Гаситель вибраций—демпфер.

В каждом пролете устанавливается по два гасителя вблизи опор. На линиях с проводами АС-70 виброгасители берутся весом ~3 *кг* и подвешиваются на расстоянии ~600 *мм* от зажима. На линиях с проводами АС-400 вес виброгасителей 8,5 *кг*, а расстояние от зажима до него берется около 1 600 *мм*.

Защита проводов виброгасителями является наиболее совершенной, обеспечивающей длительный срок работы проводов на линиях.

При порывистых ветрах со скоростью воздушного потока 5—30 *м/сек*, правда редко, наблюдаются колебания проводов с большой амплитудой, называемые пляской проводов. Точки провода описывают эллипсы. При недостаточных расстояниях между проводами и тросами происходят схлестывания проводов разных фаз и проводов с тросами, что приводит к выходу линии из работы и пережогу проволок провода электрической дугой.

2-3. ОПОРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Ознакомимся с основными типами опор воздушных линий, классифицируя их по назначению, а не по конструктивному выполнению.

1. Промежуточные опоры. Наиболее распространенными на линиях являются промежуточные опоры. В равнинных местностях число этих опор составляет 80—90% общего количества опор (рис. 2-7).

На линиях с напряжением 35 *кв* и выше провода к промежуточным опорам крепятся зажимами к гирляндам подвесных изоляторов (рис. 2-8). Между проводами и опорой нет жесткой связи.

Общий вид деревянной промежуточной опоры линии 110 *кв* показан на рис. 2-9, а двухцепной металлической промежуточной опоры с одним защитным тросом — на рис. 2-10.

При напряжениях 6—20 *кв* и ниже провода к опорам крепятся штыревыми изоляторами (рис. 1-1). Ряд линий 35 *кв* целесообразно сооружать со стержневыми изоляторами; стоимость их будет на 15—20% ниже, чем линий 35 *кв* с подвесными изоляторами.

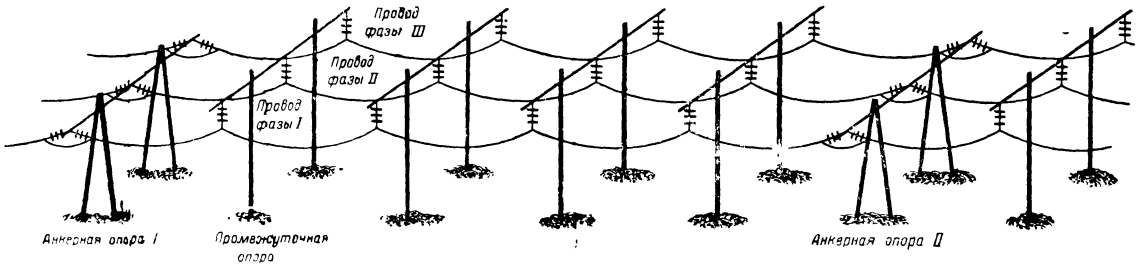


Рис. 2-7. Схема воздушной линии.

При нормальных режимах работы линии, когда все провода целы, на промежуточные опоры усилий, действующих вдоль линии, нет; тяжения по проводу в смежных пролетах одинаковы. Опора воспринимает вертикальные силы — вес проводов, изоляторов, гололеда и самой опоры и горизонтальные силы — давление ветра на провода и опору.

На воздушной линии по разным причинам — непредвиденно большой гололед, повреждение провода вибрацией или электрической дугой и т. д.— может произойти обрыв проводов. Опыт эксплуатации показывает, что обычно обрывается только один провод. Поэтому промежуточные опоры должны быть сконструированы так, чтобы они могли принять продольную силу неуравновешенного тяжения по проводу, оборвавшемуся в одном из пролетов.

На линиях с подвесными изоляторами вследствие прогиба опор и отклонения гирлянд изоляторов тяжение по оборванному проводу значительно уменьшается. Последнее облегчает работу промежуточных опор в аварийных режимах работы

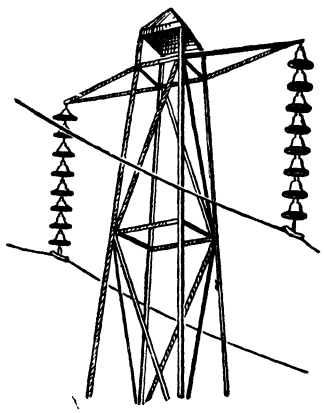


Рис. 2-8. Крепление проводов на промежуточной опоре.

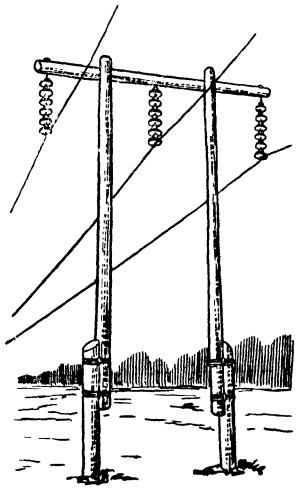


Рис. 2-9. Деревянная промежуточная опора линии 110 *кв.*

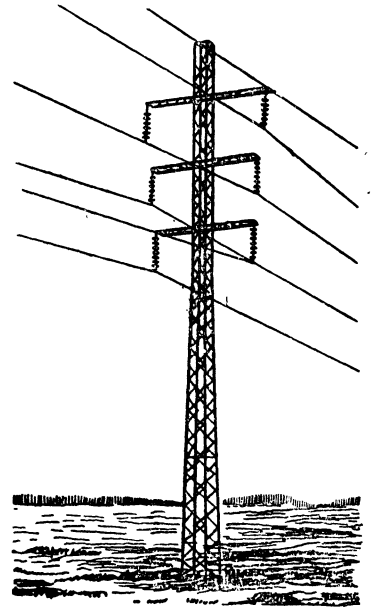


Рис. 2-10. Металлическая двухцепная промежуточная опора линии 110 *кв.*

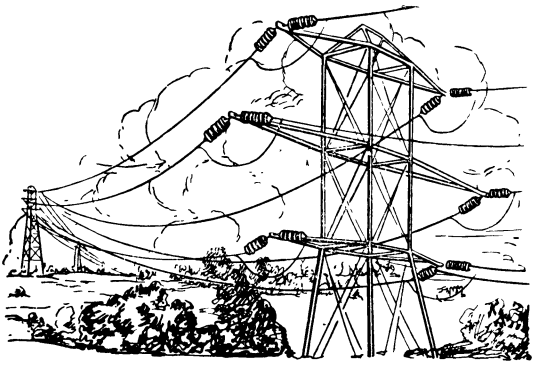


Рис. 2-11. Крепление проводов на анкерной опоре.

линии, позволяя выполнить их более легкой конструкции. При штыревых изоляторах снижение тяжения по проводу при обрыве происходит из-за проскальзывания провода в вязке к изолятору; кроме того, опора поддерживается оставшимися необорванными проводами.

Поскольку стоимость промежуточных опор во многом определяет стоимость линии, мероприятиям по удешевлению их за счет уменьшения веса и упрощения конструкции уделяется большое внимание. Для этого применяется крепление проводов на выпускающих зажимах; при обрыве провод проскальзывает в зажиме и тяжение по нему значительно снижается. Делаются опоры с поворотными траверсами, что также приводит к уменьшению тяжения по оборванному проводу. Кроме того, при расчете опор в аварийном режиме работы принимаются большие допускаемые напряжения материала опор.

Все эти мероприятия, направленные к облегчению расчетных условий промежуточных опор, позволяют создать опоры относительно легкой конструкции, обеспечивающие в то же время надежную работу воздушных линий электропередачи.

2. Анкерные опоры. Провода линий с подвесными изоляторами крепятся на анкерных опорах натяжными гирляндами изоляторов (рис. 2-11). Гирлянды изоляторов на этих опорах являются как бы продолжением провода. Провода одной и той же фазы смежных с опорой пролетов соединены под траверсами петлями, образованными проводами.

На линиях со штыревыми изоляторами провода на анкерных опорах крепятся специальной вязкой или специальными зажимами. При средних сечениях проводов, поскольку один изолятор (штырь) не обеспечивает нужной механической прочности, провод крепится к двум-трем штыревым изоляторам или с помощью натяжного изолятора. Провода крупных сечений натягиваются на анкерные опоры двумя параллельно включенными натяжными гирляндами изоляторов.

Общий вид деревянной анкерной опоры линии 110 *кв* дан на рис. 2-12.

Анкерные опоры рассчитываются при нормальных режимах работы линии (провода не оборваны) на такие же нагрузки, как и промежуточные опоры.

Аварийный режим для анкерных опор принимается более тяжелым. Предполагается обрыв двух проводов в пролете, смежном с анкерной опорой. Допускаемые напряжения материала анкерной опоры при аварийном режиме принимаются меньшими, чем для промежуточной. Анкерные опоры имеют больший эксплуатационный коэффициент запаса прочности и по весу значительно тяжелее промежуточных опор. Являясь конструкциями жесткими, они используются как опорные точки при монтаже проводов.

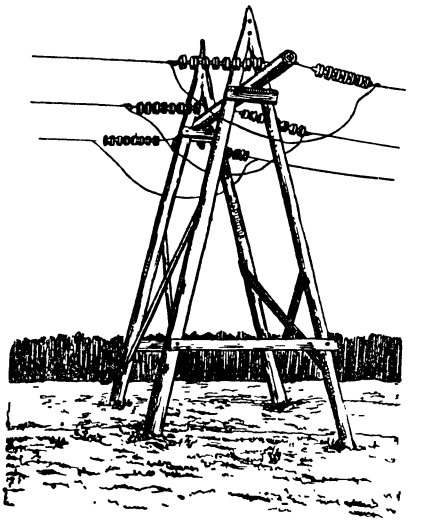


Рис. 2-12. Деревянная анкерная опора линии 110 *кв*.

Установка анкерных опор обязательна только на линиях с выпадающими зажимами, при которых оборвавшийся провод падает на землю на участке линии между двумя соседними анкерными опорами (от анкерной опоры *I* до анкерной опоры *II*, рис. 2-7). На линиях с сечениями проводов 120 *мм*^{2} и более расстояние между анкерными опорами не должно быть больше 10 *км*. При проводах с сечением менее 120 *мм*^{2} это расстояние не должно превышать 5 *км*.

Целесообразность сооружения линии с выпадающими зажимами и анкерными опорами или с глухими (или с ограниченной прочностью заделки) зажимами без анкерных опор решается на основании технико-экономических расчетов. При равных показателях предпочтение должно быть отдано линии с глухими поддерживающими зажимами, поскольку восстановление такой линии после обрыва провода потребует меньше времени.

3. Концевые опоры. При подходах линий к подстанциям устанавливаются концевые опоры, назначение которых принять тяжения, действующие по проводам линии. Концевые опоры являются ближайшими к подстанциям.

При креплении проводов линии непосредственно к зданию подстанции, учитывая недопустимость его разрушения, пришлось бы строительную конструкцию подстанции рассчитывать на тяжения, соответствующие временным сопротивлениям проводов. Такой расчет, обеспечивая излишне высокую надежность строительной части подстанции, привел бы к значительным добавочным расходам на усиление каркаса здания подстанции. Подобное положение было бы и на открытых подстанциях, на которых пришлось бы усилить выходные конструкции подстанции. Экономически целесообразнее сооружать концевые опоры.

От концевой опоры к подстанции провода подвешиваются с очень небольшим тяжением, что позволяет рассчитывать строительные конструкции подстанций на небольшую нагрузку.

Установкой концевых опор преследуется и другая цель. Строительство участка линии, примыкающего к подстанции, в некоторых случаях заканчивается несколько раньше, чем подстанции. Наличие концевых опор позволяет вести строительство и монтаж линии около подстанции до окончания сооружения последней.

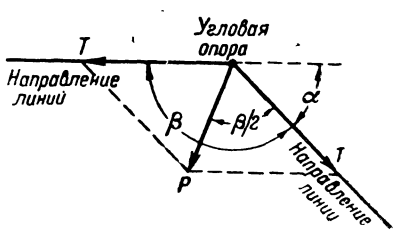


Рис. 2-13. Угол поворота линии электропередачи.

Концевые опоры выполняются жесткими. Провода на них крепятся, как и на анкерных опорах, натяжными гирляндами изоляторов.

4. Угловые опоры. В точках поворота линий устанавливаются угловые опоры. Углом поворота считается угол α (рис. 2-13), дополнительный к внутреннему углу β линии.

Угловые опоры на линиях без анкерных опор выполняются промежуточного типа с подвесными изоляторами. На линиях с анкерными опорами угловые опоры, как правило, делаются анкерного типа.

При расчетах угловых опор необходимо учитывать равнодействующую *P* (рис. 2-13) тяжений по проводам, которая при больших углах поворота и крупных сечениях проводов достигает значительной величины. Траверсы угловых опор располагаются по биссектрисе внутреннего угла β.

5. Специальные опоры. На воздушных линиях применяются, кроме перечисленных, опоры специального типа. Рассмотрим некоторые из них.

Транспозиционные опоры, устанавливаемые в точках линии, где провода цепи меняются местами (транспозиция проводов). Головка одной такой опоры, несущей две цепи, показана на рис. 2-14,*а*; схема скрутки изображена на рис. 2-14,*б*. Транспозиция проводов выполняется на линиях 110—220 *кв* протяженностью более 100 *км*.

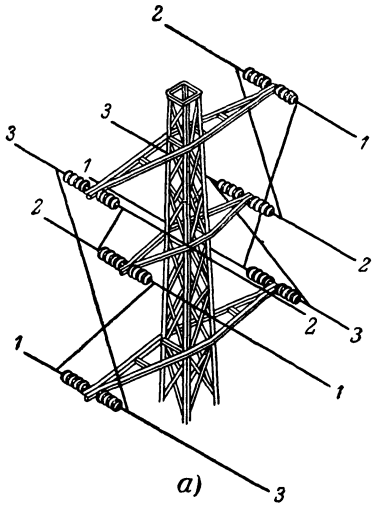


Рис. 2-14. Транспозиция проводов воздушной линии на опоре.

Переходные опоры, устанавливаемые при пересечениях больших рек, ущелий и т. д. Пролеты при таких пересечениях в ряде случаев достигают 1—5 *км*. Приходится сооружать опоры высотой 50—100 *м* и более. Пересечение линией 230 *кв* Мессинского пролива смонтировано на опорах высотой около 220 *м*.

2-4. РАСПОЛОЖЕНИЕ ПРОВОДОВ И ТРОСОВ НА ОПОРАХ

На воздушных линиях электропередачи применяются:

1. Вертикальное расположение проводов (рис. 2-15,*а*), при котором провода одной цепи находятся

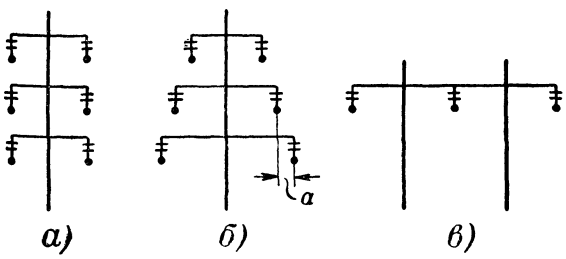


Рис. 2-15. Расположение проводов на опорах.

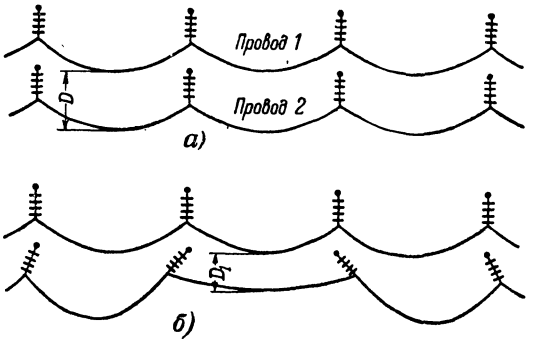


Рис. 2-16. Сближение проводов при неравномерной нагрузке гололедом проводов.

друг над другом в вертикальной плоскости.

2. Смешанное расположение проводов (рис. 2-15,*б*). Провода двух соседних ярусов смещены друг относительно друга по горизонтали на расстояние *а*.

3. Горизонтальное расположение проводов (рис. 2-15,*в*). Точки подвеса провода находятся на горизонтальной прямой.

Сравним работу линий с вертикальным и горизонтальным расположением проводов с точки зрения вероятности возникновения электрической дуги между проводами линии.

Провода, равномерно и одинаково нагруженные гололедом во всех пролетах, на линиях с вертикальным и смешанным расположениями провисают по параллельным кривым (рис. 2-16,*а*). Имеющееся между проводами расстояние D обеспечивает надежную работу линии.

Предположим, что по некоторым причинам на верхнем проводе *1* гололед остался во всех пролетах, а на нижнем в среднем пролете гололед сброшен (рис. 2-16,*б*). Провод *2* в среднем пролете подтянется. При большом гололеде на проводах расстояние D_1 будет значительно меньшим, чем первоначальное расстояние D. При недостаточном расстоянии между проводами возможны схлестывания их, перекрытия дугой; линия выпадет из работы, возможны пережоги проволок провода.

Схлестывания проводов при вертикальном (смешанном) расположении могут произойти при пляске проводов и подскоках нижнего провода после сброса с него гололеда. В рай-

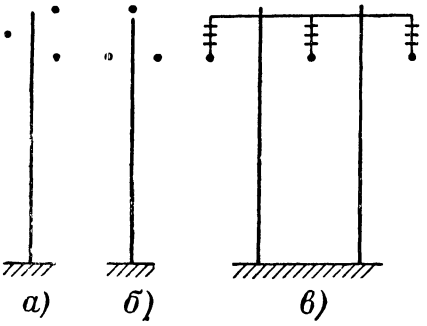


Рис. 2-17. Расположения проводов на деревянных опорах.

онах, где толщина стенки гололеда на проводах достигает 1,5—2 *см*, расстояния по вертикали между проводами линий 110—220 *кв* при смешанном расположении необходимо иметь не менее 5—7 *м*, т. е. очень большими. Такие расстояния между проводами требуют опор высотой около 35 *м*. Опыт работы таких линий показал повышенную поражаемость их при грозах.

В районах с гололедами, имеющими толщину стенки 0,5—1 *см*, вертикальные расстояния между проводами, обеспечивающие надежную работу линий 35—220 *кв*, лежат в пределах 2,25—5 *м*.

При горизонтальном расположении проводов схлестывания или значительного сближения их не наблюдается. При сильном ветре все провода и гирлянды изоляторов отклоняются от вертикали примерно на одинаковые углы. Расстояния между проводами сохраняются почти такими же, как и при безветренной погоде. Опасения, что при горизонтальном расположении возможны значительные сближения проводов при несинхронном качании их, не подтверждаются опытом эксплуатации.

В районах, где толщина стенки гололеда на проводах достигает 1,5—2 *см*, по указанным выше соображениям рекомендуется горизонтальное расположение проводов. Эта рекомендация принимается, если стоимость линии с горизонтальным расположением проводов будет примерно одинаковой со стоимостью линии при иных расположениях проводов. В районах, где толщина стенки гололеда на проводах может превосходить 2 *см*, линии 35 *кв* и выше сооружаются только с горизонтальным расположением проводов.

Наиболее распространенные расположения проводов на линиях с деревянными опорами показаны на рис. 2-17.

На линиях с напряжением до 20 *кв* с одностоечными опорами и штыревыми изоляторами на крюках (см. рис. 2-19) провода располагаются треугольником (рис. 2-17,*а*). Перенос одного провода на другую сторону столба позволяет увеличить пролет линии.

Расположение треугольником по рис. 2-17,*б* позволяет еще больше увеличить пролет линии. Это расположение проводов требует металлической детали для крепления штыря изолятора верхнего провода. Закрепление штыря в торце деревянного столба вследствие загнивания древесины верхушки не обеспечивает нужной прочности заделки штыря.

Для линий 35—220 *кв*, сооружаемых с подвесными изоляторами, наиболее рациональным является горизонтальное расположение проводов на П-образных опорах. При таком расположении проводов стоимость линий 35—220 *кв* на деревянных опорах получается наименьшей.

Схемы наиболее распространенных расположений проводов и тросов на металлических и железобетонных опорах даны на рис. 2-18.

При подвеске одной цепи на опоре провода располагаются треугольником (рис. 2-18,*а*). Один трос монтируется на вершине опоры.

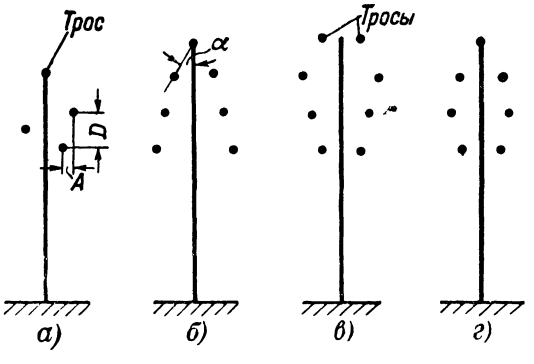


Рис. 2-18. Расположения проводов и тросов на металлических и железобетонных опорах.

Подвеска двух цепей на опоре осуществляется прямой елкой (рис. 2-18,б), обратной елкой (рис. 2-18,*в*) и бочкой (рис. 2-18,*г*). Наиболее тяжелой, а следовательно, и наиболее дорогой получается опора с расположением проводов обратной елкой. Кроме того, это расположение требует двух защитных тросов, что также увеличивает стоимость линии.

На двухцепных металлических и железобетонных опорах расстояния между проводами разных цепей берутся такими, при которых возможны ремонтные работы на одной из цепей без отключения второй.

В ряде случаев на металлических опорах применяется горизонтальное расположение проводов по схеме на рис. 2-17,*в*. Линии 300—500 *кв* независимо от района сооружения выполняются с горизонтальным расположением проводов. Это расположение проводов берется и для всех линий 35 *кв* и выше в районах с особо сильными гололедами.

2-5. ДЕРЕВЯННЫЕ ОПОРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Основным строительным материалом для деревянных опор в европейской части СССР является сосна, в азиатской части Советского Союза—сосна и лиственница. Обе эти породы дают прямые длинные столбы. Ель и пихту, имеющие меньшую механическую прочность и более подверженные загниванию, можно применять только для опор линий местного значения.

Основным недостатком дерева как строительного материала для опор является разрушение его грибами—гниение. Срок службы сосновых опор 5—7 лет, выполненных из лиственницы 15—25 лет, а из ели и пихты—4—5 лет. Для увеличения срока службы деревянных опор применяется пропитка древесины антисептиками, предотвращающими возможность развития грибов. Пропитываются полностью все бревна или только отдельные части опор, наиболее подверженные гниению (части опор, заделанные в грунт). Срок службы деревянных опор из консервированной древесины зависит от способа пропитки и состава антисептика. При пропитке всего соснового бревна креозотовым или антраценовым маслом с расходом 150—250 *кг* антисептика на 1 $м^3$ древесины средний срок службы его повышается до 25 и более лет. Имеются линии, на которых пропитанные деревянные опоры работают без смены древесины по 30—40 лет. При пропитке креозотовым маслом с расходом 60—75 $кг/м^3$ средний срок службы соснового леса повышается примерно до 15 лет. Пропитанная лиственница имеет больший срок службы, чем сосна.

Основными достоинствами деревянных опор являются их невысокая стоимость и простота изготовления.

Учитывая рабочие свойства древесины, нужно стремиться к возможно более простым конструкциям опор. Простые несоставные столбы следует предпочесть составным опорам со сложными врубками. Врубки — слабые места опор. Бревно во врубке с тонким слоем пропитанной древесины в первую очередь поддается гниению что и приводит к сокращению срока службы отдельных элементов опор.

В то же время при сооружении воздушной линии желательно иметь большой пролет, так как при этом сокращается число устанавливаемых опор и изоляторов. Уменьшается стоимость линии и повышается надежность ее работы. Большие пролеты требуют высоких опор, которые приходится изготовлять составными из нескольких бревен.

Следовательно, при простых деревянных опорах получим небольшие пролеты с большим числом изоляторов. При больших пролетах, ставя более дорогие составные опоры, уменьшаем потребное число изоляторов.

На линиях 6—20 *кв* определяющими стоимость линии (без проводов) являются затраты на опоры, а не на изоляторы, и поэтому эти линии выполняются с относительно малыми пролетами и простыми опорами. При напряжениях 35—220 *кв* на линиях с подвесными изоляторами применяются составные опоры, позволяющие иметь пролеты 150— 250 *м*. При опорах в виде одного столба, выдерживая необходимые расстояния между проводами, получим очень небольшие пролеты, при которых определяющими

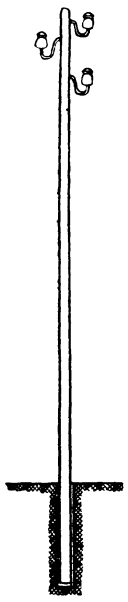


Рис. 2-19. Одностоечная опора линии 6—10 *кв*.

расходами становятся затраты на изоляцию Кроме того, одностоечные опоры линий 35—110 *кв* с подвесными изоляторами имеют меньший эксплуатационный запас прочности, чем составные.

Рассмотрим наиболее распространенные конструкции деревянных опор.

На рис. 2-19 показана простейшая одностоечная опора из одного столба с треугольным расположением проводов, применяемая на линиях до 20 *кв*. Изоляторы укреплены на крюках. Диаметр столба в зависимости от длины пролета и сечения проводов берется равным 16—18 *см*. Длины пролетов, которые могут быть осуществлены с такими опорами, колеблются в пределах 50—100 *м*.

На линиях 6—20 *кв* с проводами средних сечений, а также на линиях 35 *кв* изоляторы крепятся не на крюках, а на штырях. Головка одностоечной опоры с таким креплением изоляторов изображена на рис. 2-20. Расстояние *D* между проводами берется в зависимости от напряжения и пролета линии.

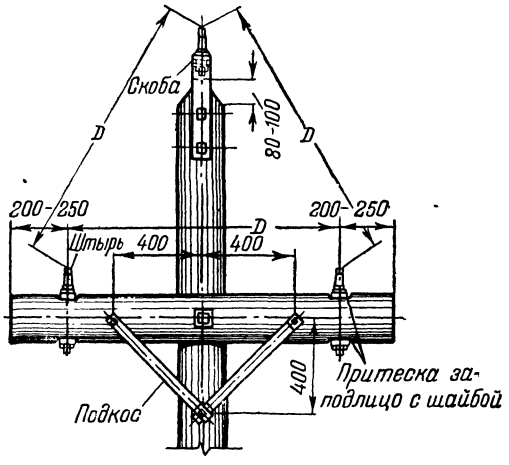


Рис. 2-20. Головка одностоечной опоры с изоляторами на штырях.

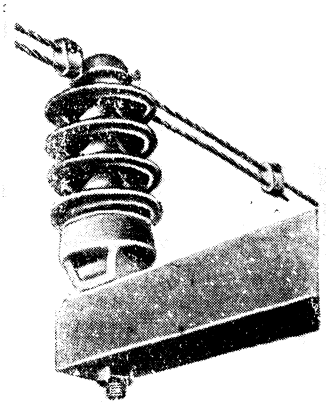


Рис. 2-21. Стержневой опорный изолятор.

Линии 20—35 *кв* целесообразнее выполнять не со штыревыми, а со стержневыми опорными изоляторами (рис. 2-21). Пробой стержневых изоляторов исключен; возможно только перекрытие их дугой, что гарантирует надежное автоматическое повторное включение линии в работу.

При напряжениях 110 *кв* и на линиях 35 *кв* с большими сечениями проводов экономически целесообразное решение получается при применении П-образных промежуточных опор (рис. 2-22), состоящих из двух

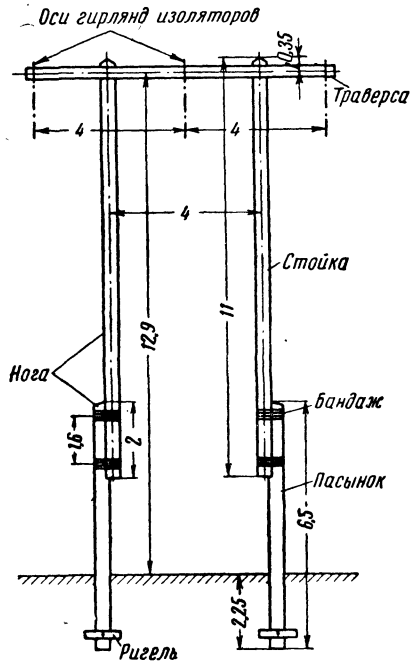


Рис. 2-22. П-образная промежуточная деревянная опора линии 110 *кв*.

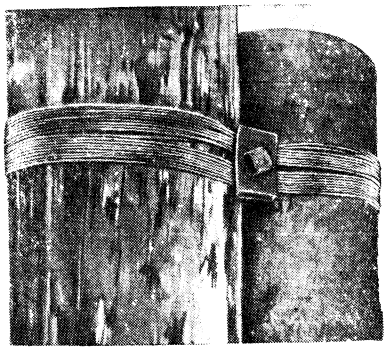


Рис. 2-23. Соединение стойки с пасынком проволочными бандажами

ног и траверсы. Ноги опоры делаются из двух бревен: длинного — стойки и короткого — пасынка (стула). Стойка соединяется с пасынком двумя бандажами из стальной проволоки диаметром 4—6 *мм* (рис. 2-23).

Рассматриваемая конструкция П-образной опоры имеет следующие основные достоинства:

1. При обрыве провода, когда на опору действует сила вдоль трассы линии, стойка, скользя в плоскости стыка с пасынком, дает большой прогиб. Тяжение по проводу значительно снижается — опора разгружается.

2. Наибольшему загниванию подвержены части опоры, находящиеся в непосредственной близости к поверхности земли. Наличие пасынка позволяет в случае сильного загнивания его сменить только пасынок, а не всю ногу опоры.

3. Ноги опоры могут быть выполнены из относительно короткого леса (стойки 11—13 *м*). Получение более длинного леса (15—16 *м* и более) в некоторых районах СССР крайне затруднено.

4. Деревянные П-образные опоры на линиях 35—110 *кв* допускают смену всех частей опоры без отключения линий.

Перечисленные преимущества П-образных составных опор настолько существенны, что этот тип, примененный впервые на линиях Нижегородской (Горьковской) районной электростанции в 1923 г. [Л. 6], принят в настоящее время в Советском Союзе типовым.

Идею, заложенную в конструкцию П-образной опоры, используют теперь и для одностоечных опор, выполняя их из стойки и пасынка.

На линиях с крупными сечениями проводов и большими пролетами П-образные опоры усиливаются крестообразными связями (рис. 2-24).

Анкерные опоры на линиях с П-образными промежуточными опорами выполняются АП-образными (рис. 2-25). Две фермы, каждая в виде буквы А, поставленные в направлении трассы, соединяются между собой траверсой и крестообразной связью.

Деревянные опоры укрепляются в грунте закапыванием нижней части ног. При больших вжимающих и выдергивающих силах, действующих по ногам анкерных опор, к концам их прикрепляются ригели (рис. 2-25), увеличивающие поверхность соприкосновения опоры с грунтом.

В отдельных случаях для повышения устойчивости опоры в грунте промежуточные опоры также снабжаются ригелями (рис. 2-22). Промежуточные опоры желательно иметь без ригелей, поскольку они значительно затрудняют и удорожают монтаж и ремонт опор.

В заключение укажем еще на один недостаток деревянных опор, присущий им только в районах с сильно загрязненным воздухом (территории химических комбинатов, прибрежные полосы морей и т. д.). Химические вещества и морская соль, осаждающиеся на деревянных опорах и изоляторах, при смачивании туманами, росами, создают проводящие мостики. Появляются токи утечки, разогревающие древесину, и опора загорается. Приходится применять специальные, недорогие мероприятия, позволяющие предотвратить загорание опор.

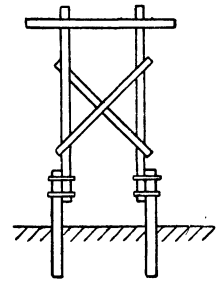


Рис. 2-24. П-образная промежуточная опора с крестом.

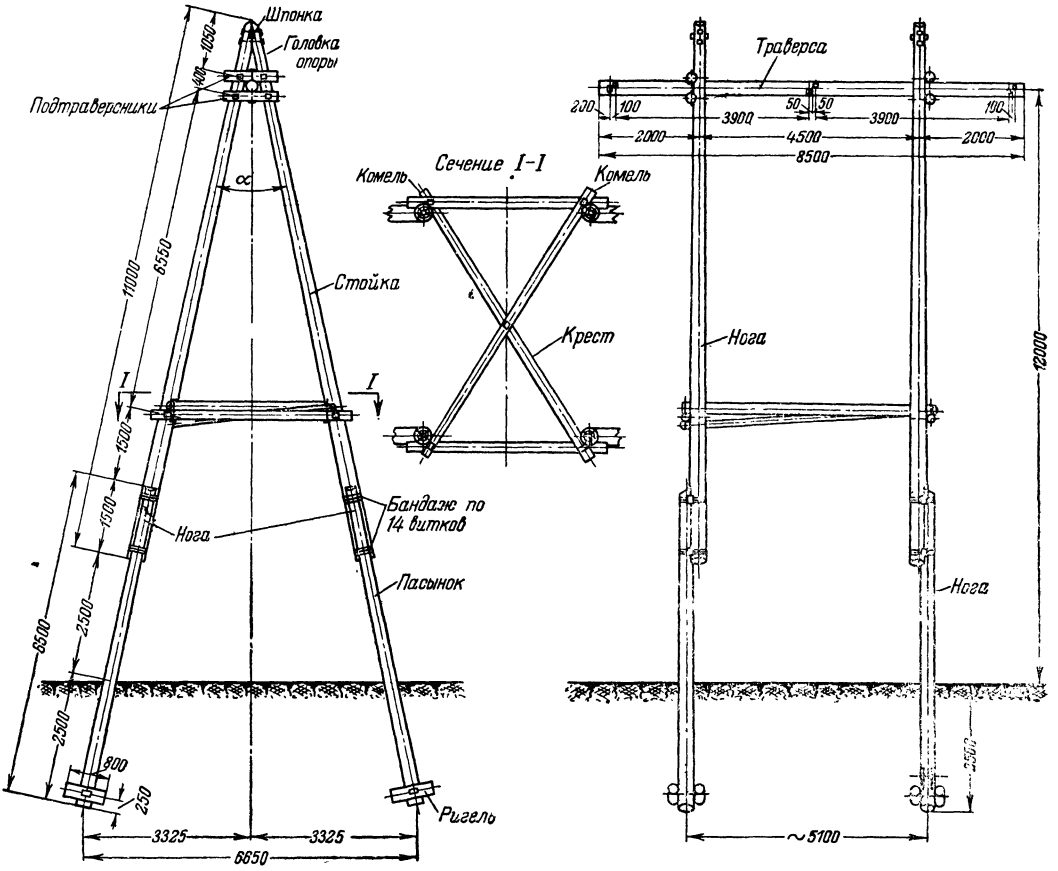


Рис. 2-25. Анкерная АП-образная опора линии 110 *кв*.

2-6. МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ ОПОРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Материалом для изготовления металлических опор являются сталь марок Ст. 3 и Ст. 5 и низколегированная сталь.

В СССР для защиты от коррозии металлические опоры покрываются масляной краской. Этот способ защиты нельзя признать удовлетворяющим требованиям эксплуатации. Окраску опор необходимо периодически возобновлять. Работы по окраске опор трудоемки. Полноценная защита может быть получена только при изготовлении металлических опор из оцинкованной стали.

Соединения элементов (уголков) металлических решетчатых опор в Советском Союзе выполняются сваркой. Элементы из оцинкованной стали, чтобы не повредить оцинковки сваркой, соединяются на болтах. Возможно оцинкование частей опор, предварительно сваренных из отдельных элементов.

В СССР металлические опоры применяются на линиях с напряжениями 110 *кв* и выше. В странах, не имеющих достаточного количества леса, металлические опоры устанавливаются на линиях и более низких напряжений.

Распространенным типом металлических опор являются опоры с узкой базой (рис. 2-26), выполненные в виде пространственной квадратной пирамидальной фермы. Благодаря небольшому размеру опоры у поверхности земли для установки ее требуется небольшая площадь. Решетка опоры простейшего типа изготавливается из коротких уголков.

Закрепление опор с узкой базой в грунте производится с помощью фундаментов (рис. 2-27). Опора крепится к фундаменту анкерными болтами, заделанными в нем. Сооружение фундаментов производится до установки

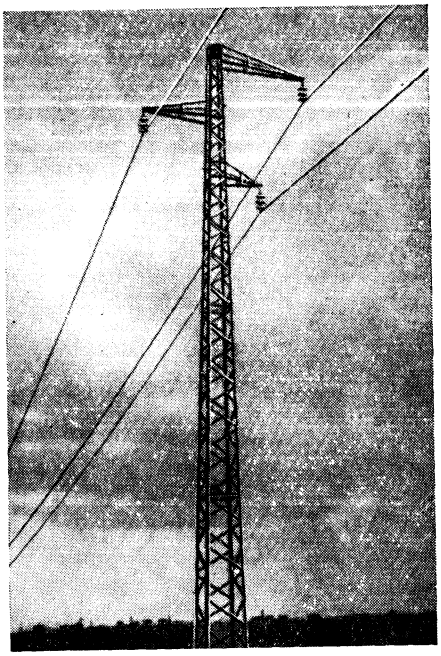


Рис. 2-26. Узкобазовая одноцепная металлическая опора линии 35 *кв.*

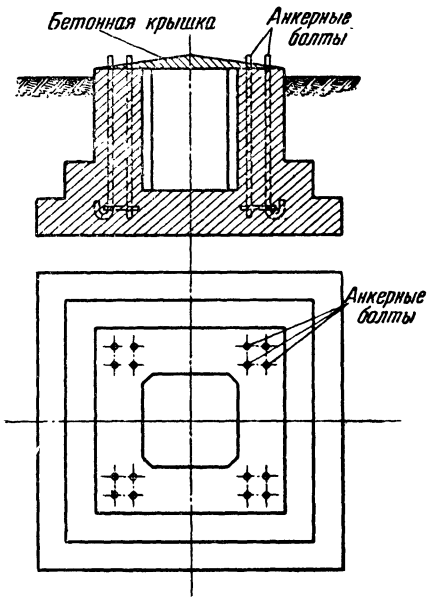


Рис. 2-27. Пустотелый бетонный фундамент для узкобазовой металлической опоры.

опор. Для уменьшения расхода бетона на фундаменты они делаются пустотелыми. Бетонная крышка, защищающая от попадания в фундамент воды, грязи и т. д., ставится после подъема опоры.

Устойчивость опоры обеспечивается отпором грунта по боковым поверхностям и подошве фундамента. При повороте фундамента противодействующими силами будут также трение по боковым поверхностям и вес грунтовой призмы, увлекаемой фундаментом.

При горизонтальном расположении проводов одно время широкое распространение получили опоры типа рюмка (рис. 2-28).

Узкобазовые анкерные, угловые и специальные опоры получаются тяжелыми, требующими бетонных фундаментов больших размеров. Изготовление бетонных фундаментов в полевых условиях связано со значительными трудностями. Поэтому применяются опоры с широкой базой, показанные на рис. 2-29 и 2-30. Первая имеет большой размер ствола по всей высоте, а вторая — расширяющуюся часть только внизу опоры.

Широкобазовые опоры можно сделать с небольшими, простыми железобетонными фундаментами (рис. 2-31), изготовленными на заводе, перевозка которых не вызывает затруднений. Каждая нога опоры крепится к отдельному фундаменту. Опрокидыванию опоры противодействуют силы веса самой опоры, проводов, изолято-

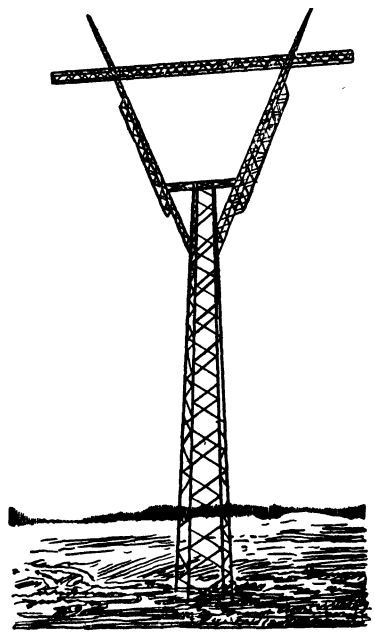


Рис. 2-28. Одноцепная металлическая опора типа „рюмка".

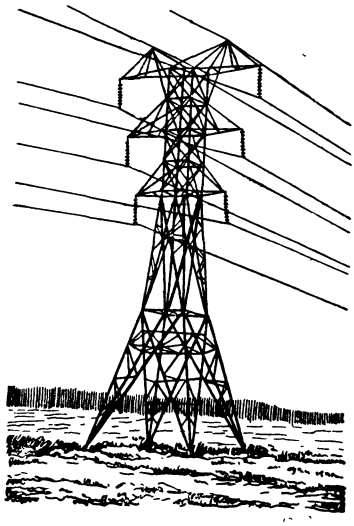


Рис. 2-29. Широкобазовая промежуточная металлическая опора.

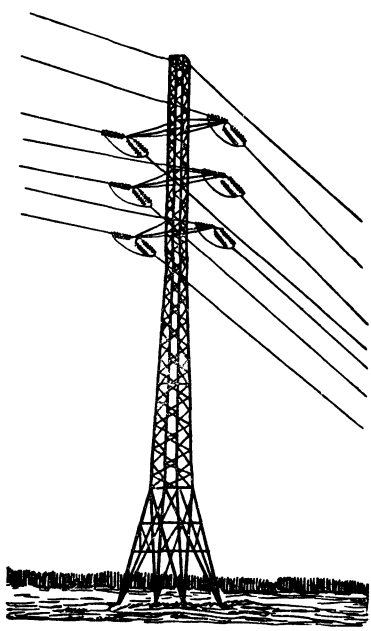


Рис. 2-30. Широкобазовая анкерная металлическая опора.

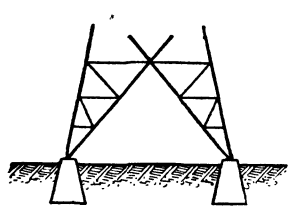


Рис. 2-31. Железобетонные фундаменты для опор с широкой базой.

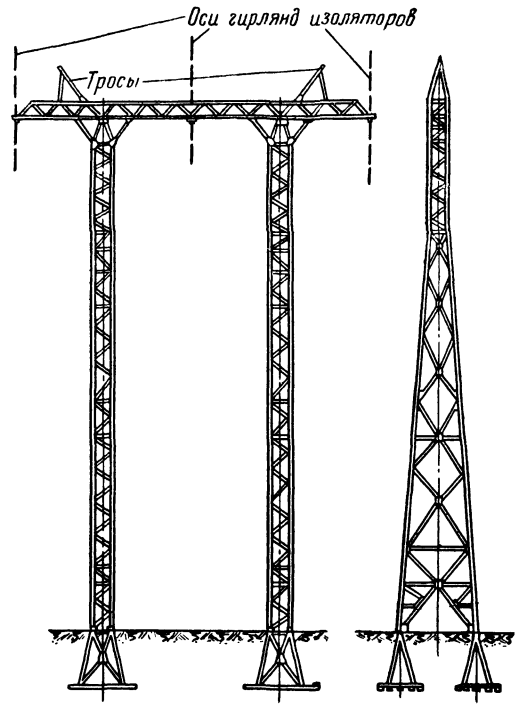


Рис. 2-32. Одноцепная промежуточная металлическая опора портального типа линии 220 *кв*.

ров и грунтовой призмы, которая должна быть вывернута фундаментами вырываемых ног опоры. В ряде случаев железобетонные фундаменты заменяются железобетонными сваями, погружаемыми в грунт.

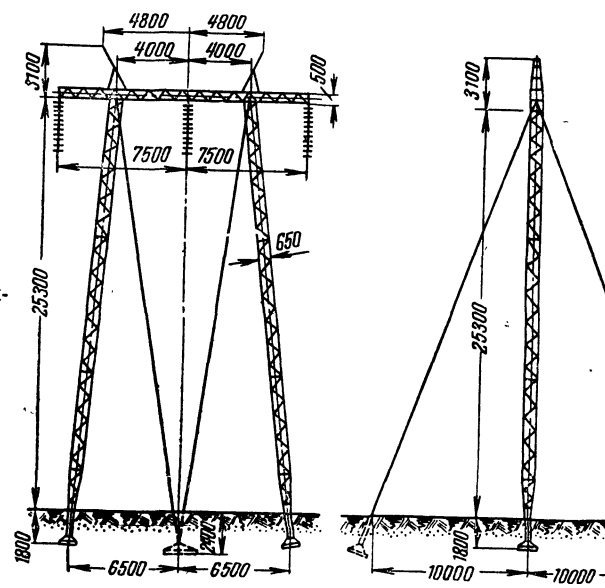


Рис. 2-33. Одноцепная опора портального типа с оттяжками.

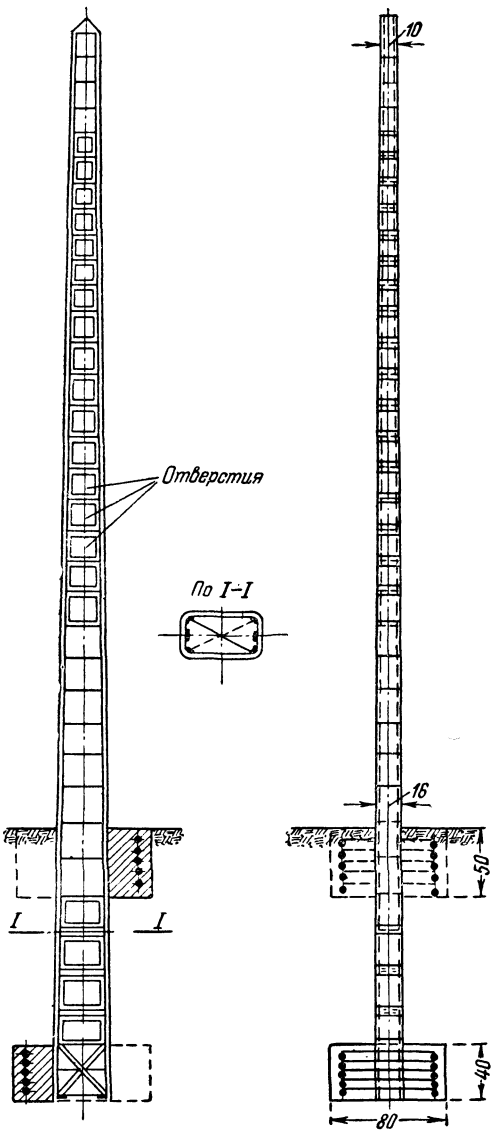


Рис. 2-34. Железобетонная опора линий 6 — 20 *кв*.

Линии 220 *кв* с горизонтальным расположением проводов относительно часто сооружаются на свободно стоящих опорах портального типа (рис. 2-32). Наиболее целесообразной опорой для линий 220—500 *кв* является портальная с оттяжками (рис. 2-33). Легкий портал удерживается четырьмя оттяжками, прикрепленными к якорям (анкерам), заложенным в грунте. Анкерные и угловые опоры с оттяжками выполняются по схемам, аналогичным схеме промежуточной опоры.

Опоры с оттяжками дают значительную экономию строительных материалов по сравнению с опорами типа рюмка и свободно стоящими портальными опорами.

2-7. ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫЕ ОПОРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Последнее время в СССР на линиях до 220 *кв* включительно применяются железобетонные опоры, позволяющие уменьшить расход металла на сооружение линий и упрощающие их эксплуатацию.

Простейший тип железобетонной опоры для линий со штыревыми изоляторами изображен на рис. 2-34. Опоры изготавливаются в специальных формах из вибрированного бетона со стальной арматурой. В теле опоры сделаны отверстия, значительно снижающие расход бетона и вес опоры. Опоры типа, показанного на

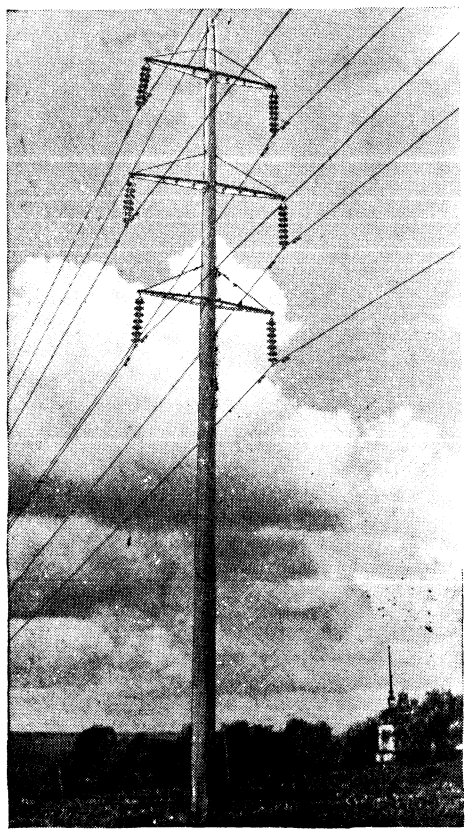


Рис. 2-35. Опора из центрифугированного железобетона.

рис. 2-34, требуют несложного оборудования для изготовления.

В мировой практике опоры из железобетона со штыревыми изоляторами имеют очень разнообразные формы.

На линиях 35—110 *кв* применяются обычно опоры из центрифугированного железобетона (рис. 2-35), имеющие конусообразную форму, с малым наклоном образующих конуса. Стойки опоры длиной 20—25 *м*, изготовляемые на специальных центробежных станках, могут быть целыми или состоящими из двух-трех частей, соединяемых при установке опор. Предпочтение следует отдать целым стойкам, так как сборка железобетонных опор на трассе усложняет и удорожает сооружение линии. Траверсы опор раньше изготавливались из железобетона. Последнее время железобетонные траверсы заменяются металлическими. Железобетонные траверсы заливаются цементным раствором; выполнение таких работ зимой невозможно.

Рациональной конструкцией железобетонных опор линий 220 *кв* являются опоры П-образного типа на оттяжках.

2-8. ЛИНЕЙНАЯ АРМАТУРА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

На линиях 6—20 *кв* штыревые изоляторы крепятся к опоре на крюках (рис. 2-36) из круглой стали. Конец крюка, имеющий резьбу, ввертывается в столб. На второй конец с насечкой насаживается изолятор. Насечка обеспечивает более прочную связь крюка с изолятором.

Штыревые изоляторы линий 35 *кв* и линий 6—20 *кв* с крупными сечениями проводов насаживаются на штыри (рис. 2-37).

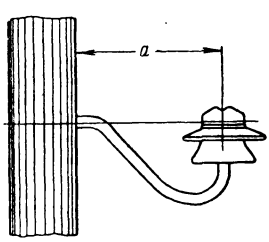


Рис. 2-36. Штыревой изолятор на крюке.

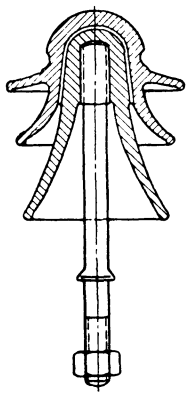


Рис. 2-37. Штыревой изолятор на штыре.

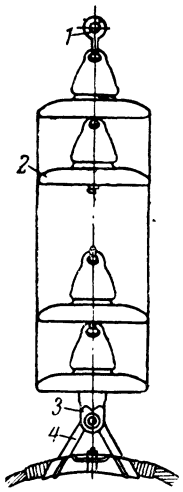


Рис. 2-38. Гирлянда подвесных изоляторов.

Крепление штыревых изоляторов на крюках производится обычно следующим образом: на конец крюка или штыря, имеющий насечку, навертывается слой пакли, смоченной в масле. На паклю навертывается изолятор.

Фарфор изолятора имеет значительно меньший коэффициент температурного расширения, чем сталь крюка или штыря. На воздушных линиях амплитуда изменения температуры окружающего воздуха достигает 60—80° С. При повышении температуры и жестком промежуточном материале между крюком и изолятором последний получает большие механические напряжения, приводящие к появлению трещин у изолятора и пробою его. При установке изоляторов на пакле благодаря ее упругости на изоляторы передаются небольшие усилия.

Провода к штыревым изоляторам крепятся вязкой из мягкой отожженной проволоки из того же материала, что и сам провод. В некоторых случаях провода к штыревым изоляторам крепятся специальными зажимами.

Крепление проводов на промежуточных опорах линий с напряжением 35 *кв* и выше осуществляется на подвесных гирляндах изоляторов (рис. 2-38). Серьга *1* надевается на крюк или какой-либо другой элемент опоры. Провод помещается в поддерживающем зажиме *4*, соединяемом с нижним изолятором ушком *3*. Чис-

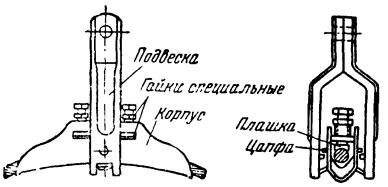


Рис. 2-39. Поддерживающий глухой зажим.

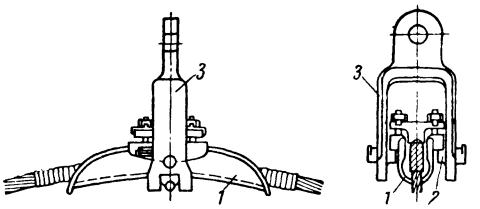


Рис. 2-40. Сбрасывающий поддерживающий зажим.

ло изоляторов *2* в гирлянде берется в зависимости от напряжения линии и материала опор. Например, на линиях 35 *кв* с металлическими и железобетонными опорами гирлянда изоляторов из изоляторов типа П-4,5 должна иметь три изолятора, а на линиях 35 *кв* на деревянных опорах—два изолятора, на линиях 110 *кв* — соответственно семь и шесть изоляторов.

В натяжных гирляндах изоляторов линий 35—110 *кв* берется на один изолятор больше, чем в подвесных гирляндах.

Начинают применяться подвесные стержневые изоляторы.

Поддерживающий зажим, показанный на рис. 2-39, является глухим. В таком зажиме провод закрепляется настолько прочно, что не проскальзывает в нем при одностороннем тяжении по проводу. Провод укладывается в корытообразное углубление корпуса зажима и закрепляется плашками, давление на которые регулируется нажимными болтами. Зажим — качающийся. Корпус зажима имеет круглые цапфы, опирающиеся на подвески.

Для предохранения проводов от повреждений нажимными плашками и при подвижках провода при одностороннем тяжении алюминиевые и сталеалюминиевые провода в зажимах обматываются тонкими алюминиевыми лентами.

Стремление уменьшить усилия, приходящиеся на промежуточные опоры при обрыве проводов, привело к созданию сбрасывающих зажимов. Эти зажимы при достижении одностороннего тяжения по проводу, большего некоторой установленной величины, освобождают провод, который падает на землю или специальные ловители.

Одна из конструкций сбрасывающего зажима показана на рис. 2-40. Провод закрепляется в лодочке *1*, которая подвешивается на цапфах *2*, прилитых к корпусу подвески *3*. При одностороннем тяжении, когда гирлянда изоляторов отклоняется на угол 40—45°, лодочка соскальзывает с цапф и провод вместе с лодочкой падает.

Недостатком этого типа зажима является то, что при обрыве провода на линии лодочки сбрасываются на ряде промежуточных опор и провод на большой длине падает на землю. Затрудняется восстановление линии и возможно повреждение провода.

Последнее время усиленно ведутся работы по созданию поддерживающих зажимов с ограниченной прочностью заделки, в которых при одностороннем тяжении по проводу происходит проскальзывание последнего. Провод остается в зажиме, не падая на землю. Тяжение, при котором происходит проскальзывание провода, является вполне определенной величиной, выбираемой в зависимости от сечения провода.

На анкерных опорах провод крепится наглухо, для чего применяются натяжные гирлянды изоляторов и специальные натяжные зажимы.

Для медных и алюминиевых проводов наиболее распространенным типом натяжного зажима является клиновой (рис. 2-41). Зажим состоит из корпуса *1* и двух клиньев *2* и *3*, имеющих полукруглые выемки, в которые закладывается провод. Благодаря неглубоким и плавным поперечным бороздам на поверхности выемок клиньев

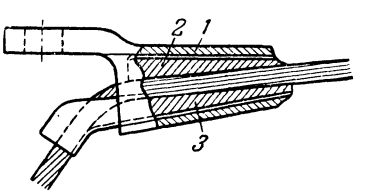


Рис. 2-41. Клиновой натяжной зажим.

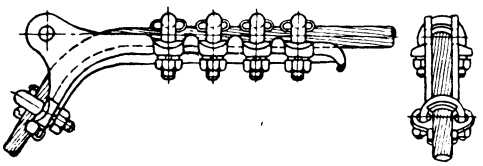


Рис. 2-42. Болтовой натяжной зажим.

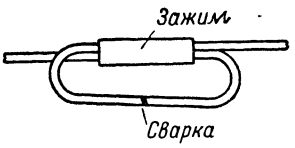


Рис. 2-44. Соединение проводов со сваркой.

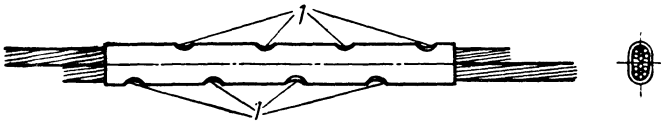


Рис. 2-43. Овальный соединительный зажим.

провод при натяжке втягивает клинья в корпус. Подвижка клиньев в корпус, имеющий суживающуюся форму, обеспечивает прочную заделку провода. Вырывания провода из зажима не бывает — обрывается провод.

Для крепления сталеалюминиевых проводов изготавливается болтовой натяжной зажим (рис. 2-42). Провод укладывается в бороздку зажима и закрепляется в нем при помощи нажимных плашек с U-образными болтами. U-образный болт, поставленный в хвостовой части зажима, предназначен для отвода провода от гирлянды изоляторов, позволяя сделать петлю провода, огибающую траверсу опоры.

Для очень крупных сечений сталеалюминиевых проводов применяются натяжные прессуемые зажимы. Провод вставляется в зажим, который опрессовывается под большим давлением.

Соединение двух концов провода на линиях высокого напряжения только пайкой или сваркой воспрещается. При нагреве происходит отжиг материала провода, сопровождаемый снижением временного сопротивления провода.

Соединения проводов производятся специальными соединительными зажимами, наиболее распространенным из которых является зажим с обжатием (рис. 2-43). Два конца провода вводятся в зажим овальной формы, после чего производится его обжим. На трубке образуются пологие углубления *1*; концы провода получают волнообразную форму. Обжим зажима производится специальными переносными клещами. Такие зажимы ставятся на медных, алюминиевых и сталеалюминиевых проводах.

В овальном зажиме со временем, а при плохом монтаже — сразу, получается относительно большое переходное сопротивление для тока, проходящего по линии. Повышается температура зажима и концов провода, что приводит к повреждению места соединения проводов и отключению линии на ремонт. Последнее время свободные концы соединяемых проводов, специально выпускаемые из зажимов, свариваются (рис. 2-44). Электрическое сопротивление места соединения проводов становится меньше сопротивления провода. Получается надежное сращивание проводов, не требующее постоянного надзора. Места соединений проводов только зажимами без сварки требуют частой и тщательной проверки, что усложняет эксплуатацию линий.

Соединения сталеалюминиевых проводов (начиная с АС-300) производятся прессуемыми зажимами. Сперва опрессовывается стальная трубка, скрепляющая стальные сердечники соединяемых концов провода. Поверх этой трубки на алюминиевые проволоки опрессовывается вторая алюминиевая трубка.

Кроме описанных, имеются и другие конструкции зажимов.

Конструкции всех зажимов должны быть таковы, чтобы при заделке в них проводов не происходило заметного снижения их прочности. Уменьшение временного сопротивления провода, заделанного в зажиме, не должно превосходить 10%.

Глава третья

КОНСТРУКЦИИ ВНУТРЕННИХ И КАБЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

3-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Внутренние сети выполняются голыми незащищенными и защищенными изолированными проводами. Конструктивное выполнение сети (вид проводки) выбирается в зависимости от местных условий. Основными видами проводок являются следующие [Л. 7 и 8]:

1. Открытые проводки, при которых провода прокладываются по стенам и потолкам зданий на изолирующих опорах — роликах или изоляторах. По соображениям безопасности открытые проводки, как правило, выполняются изолированными проводами. Голые провода применяются в сырых и жарких помещениях (бани, котельные, кузнечные и прокатные цехи), а также в некоторых помещениях химических производств. Голые провода монтируются на высоте не менее 3,5 *м* над уровнем пола.

Открытые проводки применяются очень широко. В последнее время стремление упростить монтаж внутренних сетей и увеличить срок службы проводов заставляет в ряде случаев применять другие виды проводок.

Основным преимуществом открытых проводок является простота изменения и развития существующей установки.

2. Проводки трубчатыми проводами и кабелями, выполняемые трубчатыми проводами марки ТПРФ, проводами с резиновой изоляцией в свинцовой оболочке (СРГ), кабелями с медными жилами с резиновой изоляцией в полихлорвиниловой оболочке (ВРГ) или плоским проводом в винилитовой изоляции (ППВ).

Провода и кабели прокладываются по поверхностям стен и потолков зданий. Этот вид проводки применяется, когда она не может быть повреждена внешними механическими воздействиями.

3. Проводки в трубах, при которых изолированные провода марок ПР, АПР, АПРТО, ПВ и АПВ прокладываются в изоляционных трубках с тонкой металлической оболочкой или в стальных трубах.

Последнее время проводки по наружным поверхностям стен в изоляционных трубках с тонкой металлической оболочкой заменяются проводками проводов марки ТПРФ; монтаж последних более прост.

Проводки в стальных водо-газопроводных трубах применяются при необходимости защиты проводов от повреждений значительными механическими воздействиями.

Прокладка проводов в стальных трубах обязательна во взрывоопасных помещениях.

4. Скрытые проводки, получившие за последнее время широкое распространение, при которых провода в трубах или без них прокладываются в бороздах стен, в каналах пустотелых железобетонных плит и т. д. При скрытой проводке монтаж внутренних сетей идет одновременно со строительными работами по сооружению здания. Скрытая проводка упрощает работы по сооружению сети за счет уменьшения числа мест крепления проводов.

Один вид скрытой проводки позволяет производить смену проводов. Провода прокладываются в трубах, из которых они могут быть вытянуты и в которые могут быть затянуты новые провода. Другой вид скрытой проводки не допускает смены проводов без больших ремонтных строительных работ. Примером таких проводок может служить прокладка провода ППВ под штукатуркой или проводов в каналах пустотелых железобетонных плит междуэтажных перекрытий.

Основными способами выполнения скрытой проводки являются следующие:

а) Проводка в стальных трубах проводами ПРТО и АПРТО. Вследствие высокой стоимости этот вид проводки имеет ограниченное распространение. Он может применяться в помещениях любого назначения, при любом варианте расположения проводки, например в полу и т. д.

б) Проводка в резиновых трубках проводами ПР и АПР. При прокладке по деревянным основаниям

между трубкой и основанием должен быть слой штукатурки или асбеста.

в) Проводка в стеклянных трубках проводами ПР и АПР. Этот вид проводки получил широкое распространение в жилых и общественных зданиях. Механическая прочность стеклянных трубок в эксплуатации пока изучена мало. Проводка в стеклянных трубках в каркасных перегородках не разрешается ввиду возможного их повреждения.

г) Проводка в изоляционных трубках с тонкой металлической оболочкой.

д) Проводка плоским проводом с винилитовой изоляцией (ППВ). Простота выполнения скрытой проводки этим проводом обусловила широкое ее распространение. По деревянным основаниям провод ППВ укладывается на слой штукатурки или асбеста, при сухой штукатурке — в сплошном слое алебастрового намета.

Силовые кабели с бумажной изоляцией прокладываются внутри зданий открыто по стенам или потолкам или скрытно в стальных трубах, каналах и тоннелях. При прокладке внутри помещений кабели, если они не могут подвергнуться механическим воздействиям, берутся без броневого защитного покрова.

3-2. ПРОВОДКИ ИЗОЛИРОВАННЫМИ ПРОВОДАМИ

Прокладка изолированных проводов на роликах допускается в сетях с номинальным напряжением 500 *в* (рис. 3-1). Голые провода при всех напряжениях и изолированные провода в сетях с напряжением выше 500 *в* прокладываются на изоляторах (рис. 3-2). Чем выше напряжение сети, тем вероятнее появление токов утечки. Ролики представляют незначительное сопротивление токам утечки ввиду малой их высоты и загрязненности поверхности роликов.

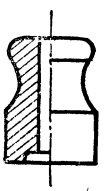


Рис. 3-1. Ролик.

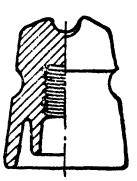


Рис. 3-2. Фарфоровый изолятор.

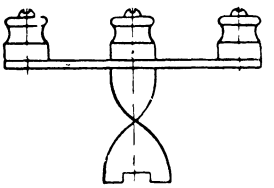


Рис. 3-3. Металлический закреп с роликами.

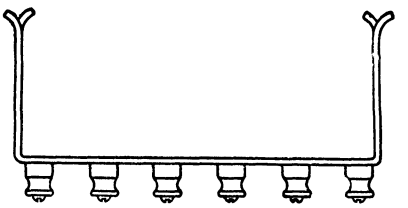


Рис. 3-4. Металлическая скоба для шести роликов.

Ролики на деревянных стенах и потолках крепятся винтами (шурупами) с полукруглой головкой. Ролики больших размеров, по которым прокладываются провода сечением 16 *мм*^{2} и более, крепятся глухарями.

При прокладке параллельно нескольких изолированных проводов по кирпичным и железобетонным стенам и потолкам используются закрепы (рис. 3-3), хвостовая часть которых заделывается на алебастровом или цементном растворе. Если параллельно прокладывается большое количество проводов, то используются скобы (рис. 3-4). Ролики крепятся к закрепам и скобам винтами по металлу. Целью установки закрепов и скоб являются упрощение монтажа (уменьшение числа отверстий, пробиваемых

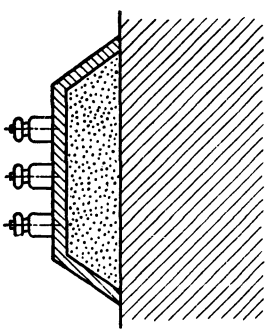


Рис. 3-5. Ролики на приклеиваемой пустотелой клице.

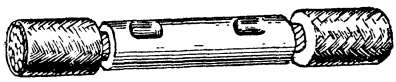


Рис. 3-6. Соединение проводов в гильзе опрессовкой.

в стенах) и получение более надежной и красивой проводки.

Несмотря на хорошо разработанную технику пробивки и сверления отверстий в каменных и железобетонных стенах, эта операция требует значительного времени и труда. Поэтому естественно искание более простых способов установки роликов на стенах и потолках. Одним из таких способов, проходящим испытание, является установка роликов на клицах, приклеиваемых к стенам цементным раствором (рис. 3-5).

Крепление проводов к роликам осуществляется мягкой стальной оцинкованной проволокой. В местах вязки провод для сохранности изоляции обматывается прорезиненной смоляной или полихлорвиниловой лентой.

Соединения проводов производятся пайкой или сваркой. Последнее время широкое распространение получило соединение проводов в гильзах опрессовкой. Концы проводов вставляются в специальную гильзу (рис. 3-6) и опрессовываются клещами или ручным гидропрессом. Кроме изображенной на рис. 3-6 гильзы, имеется ряд других конструкций гильз, зажимов и наконечников, применяемых для соединений, ответвлений и оконцеваний проводов.

Для проходов через стены просверливаются или пробиваются отверстия, через которые пропускаются провода. На каждый провод надевается изоляционная трубка, на концы которой надеваются фарфоровые втулки (рис. 3-7) или воронки (рис. 3-8), обращенные загибом вниз. Втулки и воронки во избежание проникновения

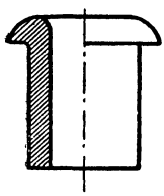


Рис. 3-7. Фарфоровая втулка.

Рис. 3-8. Фарфоровая воронка.

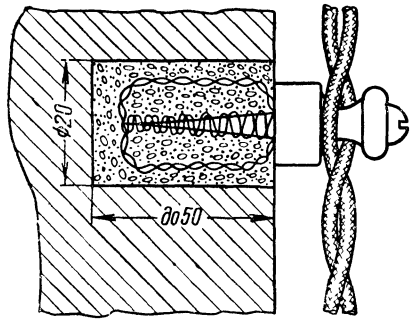


Рис. 3-9. Шнуровая проводка.

и конденсации влаги в изоляционных трубках заливаются изолирующей массой.

Прокладка проводов марки ПРД (шнуровая проводка) осуществляется непосредственным надеванием провода на ролик (рис. 3-9). Установка роликов на каменных и железобетонных стенах производилась ранее вмазкой на алебастровом растворе шурупов с проволочными спиралями. Последнее время применяются специальные закладные закрепы — дюбели (рис. 3-10), вставляемые в заранее заготовленные отверстия. При ввертывании винта, на котором укрепляется ролик, цилиндрическая деталь закрепа распирается волокнистым заполнителем (паклей) или распорной гайкой; обеспечивается плотное закрепление дюбеля в отверстии.

Крепление роликов на стенах с сухой штукатуркой осуществляется на специальных скобах, закладываемых в заранее заготовленные отверстия. Винты с роликами ввертываются в резьбовые отверстия, сделанные в скобах.

Изоляторы в зависимости от условий прокладки крепятся на крюках,

Рис. 3-10. Закладные закрепы — дюбеля.
а — с волокнистым заполнением; *б* — с распорной гайкой.

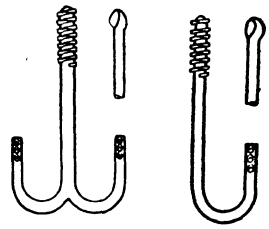


Рис. 3-11. Якорь и полуякорь для изоляторов.

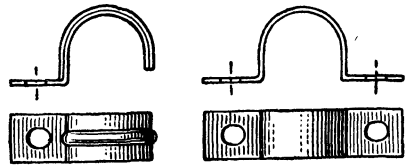


Рис. 3-12. Одно- и двухлапчатые скобы для крепления трубчатых проводов и кабелей в свинцовой или полихлорвиниловой оболочке.

якорях, полуякорях (рис. 3-11) или скобах. Изоляторы должны быть установлены в вертикальном положении.

Трубчатые провода и кабели в свинцовой или винилитовой оболочке прокладываются параллельно строительным линиям зданий так, чтобы проводка по возможности не выделялась на стене, потолке и т. д.

Трубчатые провода и кабели крепятся металлическими одно- или двухлапчатыми скобами (рис. 3-12).

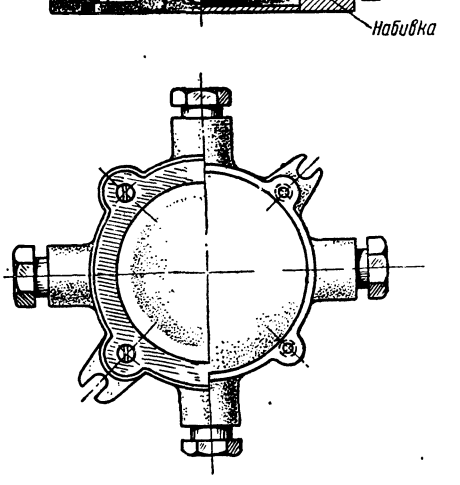


Рис. 3-13. Коробка для соединений и ответвлений кабелей.

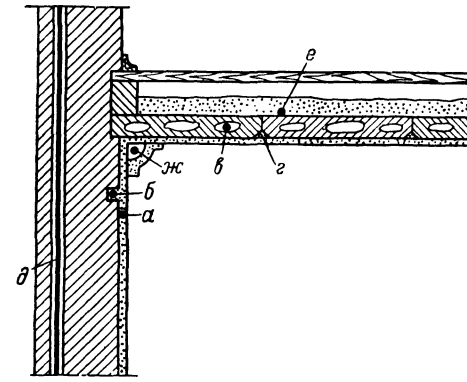


Рис. 3-14. Возможные места прокладки проводов и кабелей при скрытых проводках.

Соединения и ответвления от трубчатых проводов и кабелей в свинцовой и винилитовой оболочках производятся в специальных пластмассовых или металлических коробках (рис. 3-13).

Плоские провода с полихлорвиниловой изоляцией (ППВ) крепятся к стенам шурупами или гвоздями, пропускаемыми через винилитовую ленту, связывающую две (три) изолированные жилы провода (рис. 1-6).

Скрытая проводка в зависимости от строительной конструкции здания, назначения сети размещается в разных местах [Л. 7], а именно (пункты текста соответствуют обозначениям на рис. 3-14):

а) непосредственно по стенам с последующим покрытием штукатуркой;

б) в бороздах, сделанных при строительных работах;

в) в каналах пустотных плит перекрытий;

г) в щелях между блоками перекрытий;

д) в каналах, сделанных специально для электротехнических проводок;

е) в засыпках междуэтажных перекрытий;

ж) в пустотах строительных карнизов.

На заводах и фабриках провода к отдельным электродвигателям и электроаппаратам прокладываются в полу в стальных трубах.

Способ выполнения скрытой проводки должен быть детально согласован с проектом строительной части здания.

3-3. КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ

Прокладку кабельных линий следует вести по трассам, обеспечивающим сохранность кабелей. Способ прокладки кабелей определяется условиями трассы линии.

При прокладке кабелей непосредственно в земле трасса линии должна проходить не ближе 0,6 *м* от фундаментов зданий, не ближе 1 *м* от трубопроводов, не ближе 2 *м* от теплопроводов и деревьев зеленых насаждений и т. д.

В городах с усовершенствованными мостовыми кабели прокладываются под тротуарами, вскрытие и восстановление которых требует меньших затрат, чем вскрытие усовершенствованных мостовых. Широко начинает применяться внутриквартальная прокладка кабелей.

При параллельном следовании кабелей высокого и низкого напряжений ближе к домам прокладывается кабель низкого напряжения, что позволяет делать вводы в дома этих кабелей в ряде случаев без пересечения ими кабелей высокого напряжения.

При пересечениях кабелей высокого и низкого напряжений кабели низкого напряжения прокладываются выше. Слой земли между ними должен быть не менее 500 *мм*. Если указанное расстояние по местным условиям нельзя выдержать, то над кабелем высокого напряжения на слой земли толщиной 250 *мм* накладываются бетонная плита или кирпичи. Подобные же мероприятия применяются при пересечениях с кабелями связи.

При выборе трасс нужно избегать прокладки кабельных линий в местах с загрязненной почвой, что может привести к коррозии оболочек кабелей и необходимости их смены. Целесообразно избегать прокладки кабелей вдоль путей электрифицированного транспорта (за исключением троллейбуса), поскольку возможна коррозия блуждающими токами, вызванными большим падением напряжения в рельсах трамваев. При правильном сооружении рельсовых путей электролитической коррозии оболочек кабелей не наблюдается.

Наиболее распространенным способом прокладки кабелей вне зданий является прокладка в траншеях

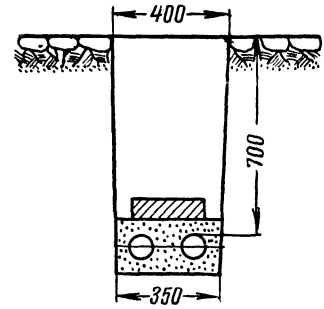


Рис. 3-15. Прокладка кабелей в траншее.

(рис. 3-15). Ширина траншеи зависит от числа параллельно прокладываемых кабелей. Глубина заложения кабелей берется около 0,7 *м*.

После вскрытия траншеи на ее дно, очищенное от камней и других предметов, насыпается слой мягкого грунта или песка, на который и кладется кабель. Очистка дна траншеи и подсыпка мягкого грунта преследуют цель избежать резких перегибов и вмятин кабеля, могущих привести к порче герметичной оболочки и изоляции кабеля. Поверх кабеля из тех же соображений насыпается второй слой мягкого грунта. Дальнейшая засыпка траншеи ведется вынутым из траншеи грунтом с утрамбовкой его.

Кабели укладываются «змейкой» с запасом по длине, достаточным для компенсации возможных смещений почвы и температурных деформаций самого кабеля. Кабели защищаются кирпичами, плитами и т. д. (рис. 3-15). Искусственные твердые покрытия позволяют предупредить рабочих, ведущих земляные работы, о наличии кабеля в данном месте и предотвратить его повреждение. Отметим, что повреждения кабелей при производстве земляных работ посторонними организациями при отсутствии предупредительных мер являются частыми сетевыми авариями.

В случаях, когда целости кабелей угрожает опасность, прокладка их осуществляется в бетонных блоках (рис. 3-16).

В отдельных случаях, например под усовершенствованными покрытиями проезжей части улицы, кабели прокладываются в бетонных блоках или асбоцементных, гончарных, фибровых

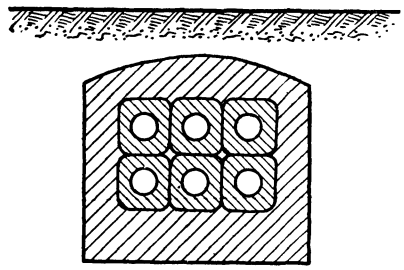


Рис. 3-16. Прокладка кабелей в блоках.

трубах. Монтаж кабелей осуществляется протяжкой их в трубах, для чего сооружаются колодцы, в которые выходят концы блоков и в которых производится соединение отдельных концов кабелей. Через трубу можно протянуть кабели небольшой длины (150—300 *м*), и потому колодцы сооружаются относительно близко друг от друга. При повреждении кабель на длине между двумя соседними колодцами вытягивается и заменяется новым. Прокладка в трубах и блоках значительно увеличивает стоимость сооружения сети и потому должна применяться только в случаях, когда прокладка кабелей в траншеях недопустима.

При параллельном следовании большого числа кабелей сооружаются туннели (рис. 3-17). При числе кабелей 25—30 и более прокладка в туннелях стоит дешевле, чем в блоках.

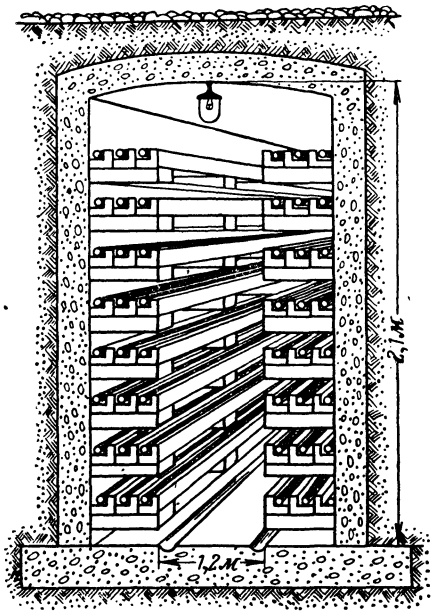


Рис. 3-17. Прокладка кабелей в туннеле.

При открытой прокладке кабелей в помещениях в зависимости от числа параллельно идущих кабелей применяются:

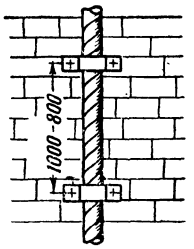


Рис. 3-18. Крепление кабеля к стене скобами.

1) крепление кабелей двухлапчатыми скобами (рис. 3-18);

2) прокладка кабелей на специальных подвесках (рис. 3-19);

3) прокладка кабелей по специальным металлическим конструкциям без закрепления отдельных кабелей (рис. 3-20);

4) крепление кабелей скобами к потолку (рис. 3-21).

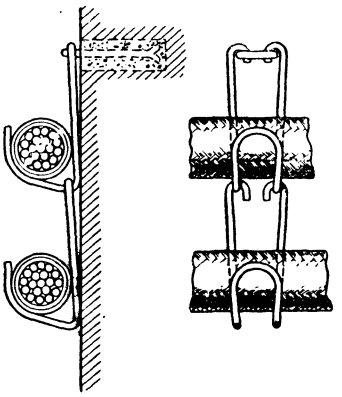


Рис. 3-19. Прокладка кабелей на подвесках.

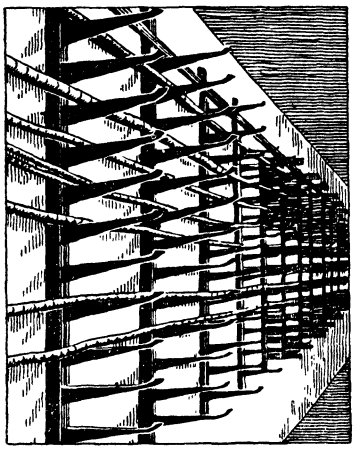


Рис. 3-20. Прокладка кабелей по специальным конструкциям.

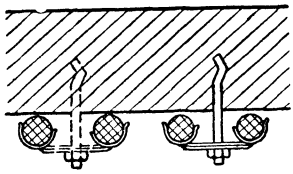


Рис. 3-21. Подвеска кабелей по потолку.

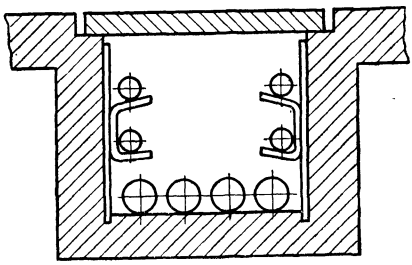


Рис. 3-22. Прокладка кабелей в каналах.

При скрытой прокладке в помещениях кабели укладываются в каналах (рис. 3-22).

Рассмотренные способы являются наиболее распространенными при прокладке кабелей; в ряде случаев, например при пересечениях рек, в шахтах и т. д., применяются специальные способы кабельной канализации.

Для защиты изоляции кабелей от влаги, кислот и т. п. они имеют цельнотянутую защитную оболочку из свинца, алюминия или пластикатов. В местах соединения отдельных кусков кабеля и присоединения его к аппаратам и машинам оболочку приходится удалять. Если не принять мер, то в этих местах в изоляцию проникнут влага, резко снижающая ее электрическую прочность, или кислоты, разрушающие изоляцию, что приведет к пробою кабеля. Места соединений и присоединений кабелей должны быть защищены, для чего применяются муфты. Последние одновременно служат защитой и от механических повреждений изоляции в местах разделки кабелей.

Соединения кабелей производятся в соединительных муфтах.

Чугунные соединительные муфты (рис. 3-23) применяются в сетях с напряжением до 1 000 *в*. Для соединения концов кабелей они разделываются: на части длины снимаются кабельная пряжа, броня, защитная оболочка и т. д., как показано на рис. 3-24. Зачищенные концы жил кабелей заделываются в соединительных зажимах.

После подготовки кабеля он закладывается в муфту, обе половинки которой стягиваются болтами. Муфта заполняется разогретой кабельной массой, которая по мере охлаждения густеет и становится твердой. Основной недостаток чугунных соединительных муфт — негерметичность; в муфту проникает влага. Кабельная масса имеет очень большой температурный коэффициент расширения. В муфте, полностью залитой горячей массой при монтаже, при низких температурах образуются пустоты, в которые засасывается влажный воздух, а в некоторых случаях и вода. При напряжениях до 1 000 *в* указанный недостаток не сказывается на надежности работы сети. При более высоких напряжениях проникновение влаги в муфту приводит к пробою.

Кабели высокого напряжения соединяются в свинцовых, латунных или медных муфтах (рис. 3-25). Концы муфты припаиваются к свинцовой или алюминиевой оболочке кабеля. Отверстия, через которые заливается кабельная масса, запаиваются. Муфта получается герметичной. Муфта от механических повреждений защищается специальными защитными оболочками.

На рис. 3-25 защитной оболочкой является чугунная муфта. В большин-

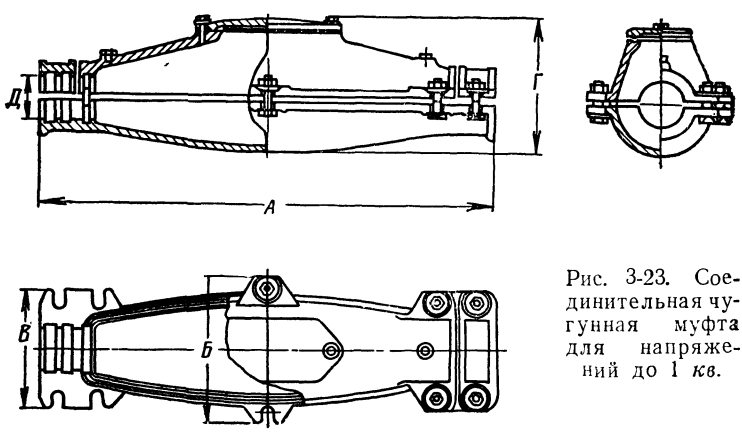


Рис. 3-23. Соединительная чугунная муфта для напряжений до 1 *кв*.

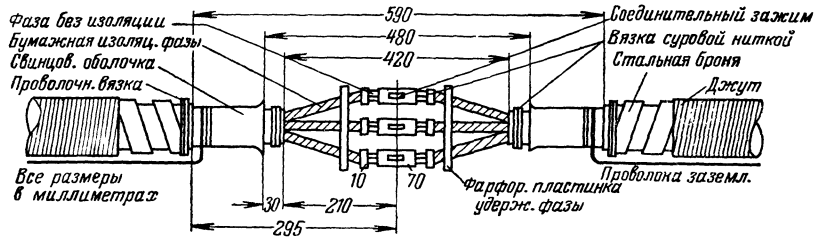


Рис. 3-24. Разделка кабеля.

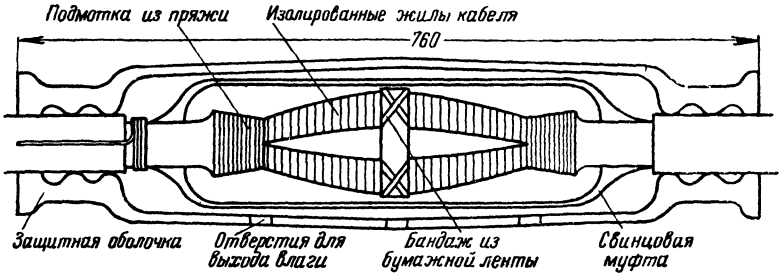


Рис. 3-25. Свинцовая соединительная муфта.

стве случаев в качестве защитных оболочек применяются отрезки труб или специальные покрышки из листовой стали.

Исключительный интерес представляют новые типы соединений кабелей, разработанные в последнее время. Подготовленные концы кабелей помещаются в форму, которая заполняется синтетической смолой с добавкой отвердителя и некоторых других веществ. Через небольшой промежуток времени масса застывает, становится твердой. Форма снимается. Соединения кабелей, выполненные без муфт, требуют меньшей затраты труда и обеспечивают более надежную работу сети.

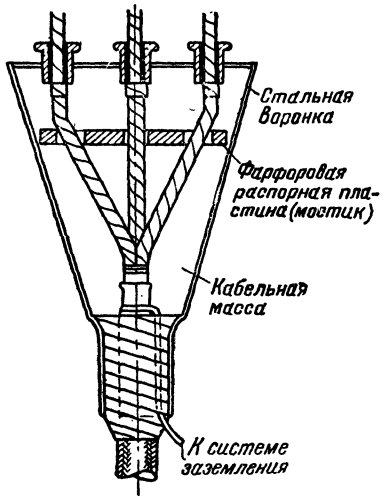


Рис. 3-26. Концевая воронка.

Для разделки концов кабелей, присоединяемых к аппаратам, машинам, голым шинам и т. д., применяются концевые муфты.

Простой и надежной в работе является концевая воронка, изображенная на рис. 3-26, выполненная из листовой стали и залитая кабельной массой. Кабельные воронки применяются при напряжениях до 10 *кв* включительно. Устанавливать их можно только внутри помещений.

Удобной и надежной является сухая разделка кабеля (рис. 3-27). Сухие разделки выполняются разных конструкций со свинцовыми, полихлорвиниловыми перчатками и т. д.

Наиболее простая заделка получается из эпоксидных смол [Л. 9]. На конце кабеля с разведенными жилами временно ставится воронкообразная форма, заливаемая горячей эпоксидной смолой с примесью отвердителя. Этим же составом покрываются жилы кабеля. После затвердения состава воронка удаляется (рис. 3-28).

Эпоксидная смола влаго- и маслостойка, негорюча. Заделка получается герметичной, занимающей мало места. Этот тип заделки должен найти наиболее широкое распространение.

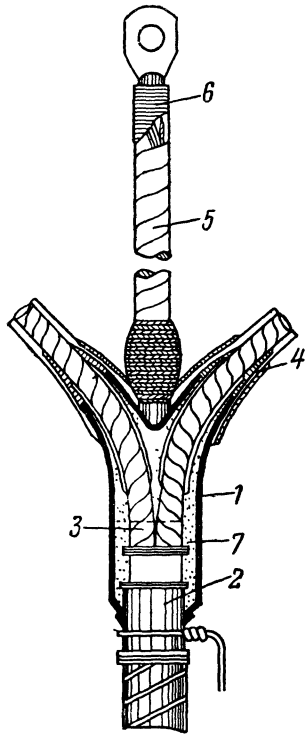


Рис. 3-27. Сухая разделка кабеля.
1 — перчатка; *2* — оболочка кабеля; *3* — изоляции жилы. *4* и *5* — дополнительная изоляция из полихлорвиниловой ленты; *6* — бантаж из шпагата; *7* — кабельная масса.

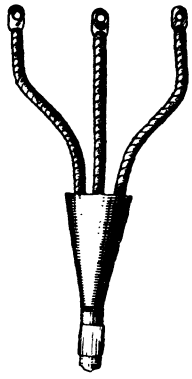


Рис. 3-28. Концевая заделка из эпоксидной смолы.

На кабельных линиях 110—220 *кв* устанавливаются муфты особых конструкций [Л. 5].

3-4. СПЕЦИАЛЬНЫЕ КОНСТРУКЦИИ ВНУТРЕННИХ СЕТЕЙ

На машиностроительных заводах часто происходит перестройка технологического процесса с перегруппировкой станков. Если электрическую сеть

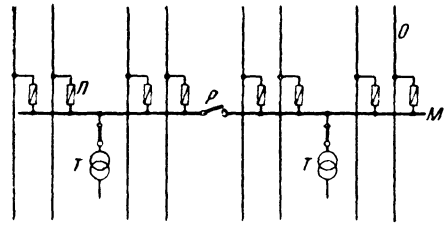


Рис. 3-29. Схема универсальной сети.

проложить в трубах в полах или в каналах, каждое изменение технологического процесса потребует полной или частичной переделки сети. Это связано с большими капитальными затратами и длительным перерывом в работе цехов. Цеховые сети таких заводов часто выполняют по схеме универсальной сети [Л. 10].

К фермам перекрытия цеха крепятся магистральные шинопроводы *М* (рис. 3-29), получающие энергию от трансформаторов *Т*. От магистралей через плавкие предохранители *П* шинопроводами делаются ответвления *О*. Разъединитель *Р* нормально разомкнут; он включается только при отключении одного из трансформаторов.

Присоединение приемников электроэнергии к шинопроводу произво-

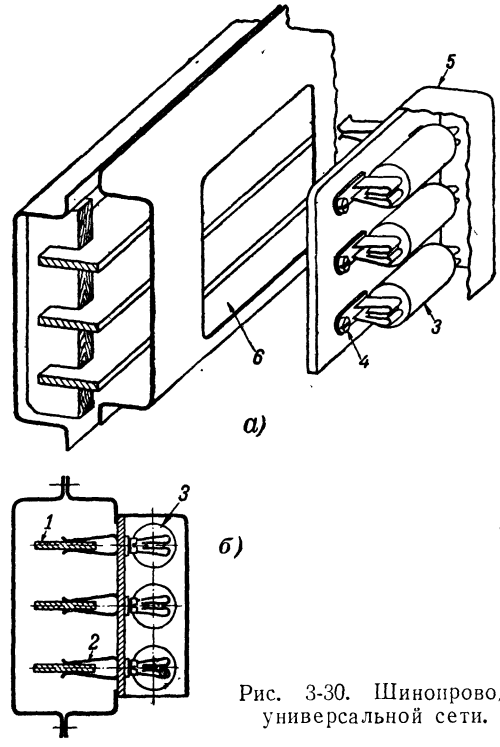


Рис. 3-30. Шинопровод универсальной сети.

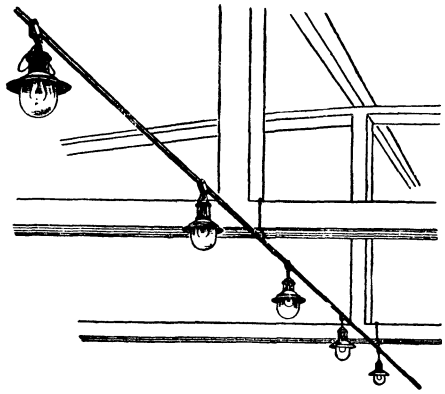


Рис. 3-31. Тросовая проводка.

дится без снятия напряжения. Через 0,75—1 *м* в коробе шинопровода проделаны окна *6* (рис. 3-30), в которые можно вставить коробки *5* с пружинными контактами *2*. В коробке установлены плавкие предохранители *3*. Шинопровод укреплен в гребенке из фарфора, пластмассы и т. п. Спуск к электроприемникам осуществляется от зажимов *4* шланговым проводом, подвешенным на стальном тросе или в стальных трубах.

В фабрично-заводских зданиях для получения более равномерного общего освещения, когда не имеется необходимого количества опор или крепление к ним затруднено, применяется тросовая проводка (рис. 3-31). Провода и осветительная аппаратура подвешиваются к стальному тросу. Изолированные провода крепятся к тросу при помощи изолирующих опор из роликов или клиц.

Тросовые проводки применяются иногда и для прокладки проводов линий к электродвигателям и другим машинам.

Заканчивая на этом рассмотрение конструкции электрических сетей, укажем, что приведенные конструкции являются наиболее распространенными, но далеко не охватывают всех конструкций, которые приходится применять при сооружении сетей.

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

РАСЧЕТ СЕТЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Глава четвертая

СОПРОТИВЛЕНИЯ И ПРОВОДИМОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

4-1. СОПРОТИВЛЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ С ПРОВОДАМИ И ЖИЛАМИ ИЗ ЦВЕТНОГО МЕТАЛЛА

Активное сопротивление провода при переменном токе из-за поверхностного эффекта больше омического сопротивления при постоянном токе.

При стандартной частоте 50 *гц* для проводов и кабелей с сечениями, применяемыми в электрических сетях, влияние поверхностного эффекта очень мало. Для подтверждения сказанного приведем отношения активных сопротивлений R_a к омическим R_0 для некоторых проводов больших сечений:

Сечения проводов, *мм*²	$R_a : R_0$
300	1,020
400	1,045
500	1,050

Активные сопротивления проводов с сечениями $F \leqslant 150$ *мм*² превосходят омические менее чем на 1%.

Влияние эффекта близости для воздушных и кабельных линий и внутренних проводок также мало. Поэтому при расчетах сетей и анализах их работы активные сопротивления проводов и жил кабелей принимаются равными омическим сопротивлениям [1].

По ГОСТ 2112-46 и 6132-52 сопротивления проволок, отнесенные к 1 *мм*² при температуре +20° С, не должны быть более:

1) из твердотянутой меди (в зависимости от диаметра проволоки) — 18,2 — 17,9 *ом · мм²/км*;

2) из отожженной мягкой меди — 17,54 *ом · мм²/км*;

3) из алюминия — 29,5 *ом · мм²/км*.

Отожженная мягкая медь идет на изготовление жил кабелей и изолированных проводов.

Принять приведенные величины удельных сопротивлений при расчетах сетей нельзя по ряду причин, основными из которых являются следующие:

1. Удельное сопротивление многопроволочных проводов и жил кабелей больше на 2—3% удельного сопротивления проволок той же длины. Длина проволок в свитых проводах и жилах кабелей больше на 2—3% длины провода и жилы кабеля, измеренной по оси.

2. Расчет электрических сетей ведется по номинальным сечениям проводов и жил кабелей. Действительные сечения в большинстве случаев меньше номинальных, что обусловливает необходимость введения условных удельных сопротивлений, отнесенных к номинальным сечениям проводов и жил кабелей.

3. Удельные сопротивления материалов проводов по ГОСТ соответствуют температуре +20° С. Провода и кабели работают при разных температурах. В холодное время года при малой нагрузке линии активное сопротивление линии ниже, чем летом при большой нагрузке. Удельные сопротивления медной и алюминиевой проволок при —20° С на 16% меньше, чем при +20° С. Учесть в каждом отдельном случае изменения сопротивлений проводов и жил кабелей практически

[1] В специальных случаях, например при расчетах шинопроводов к электрическим печам, влияния эффекта близости и поверхностного эффекта должны быть учтены.

невозможно, и поэтому активные сопротивления проводов и жил кабелей относят к некоторой условной температуре.

Для центральной полосы СССР температура проводов воздушных линий принимается обычно +20° С, для кабелей и изолированных проводов —30—40° С выше нуля.

Учтя приведенные соображения, можно принять расчетные удельные сопротивления проводов и жил кабелей, отнесенные к номинальным сечениям, равными:

1. Медь твердотянутая и отожженная

$$\rho_м = 18{,}8\ \frac{ом \cdot мм^2}{км}; \quad \gamma_м = 53\ \frac{м}{ом \cdot мм^2}.$$

2. Алюминий

$$\rho_а = 31{,}5\ \frac{ом \cdot мм^2}{км}; \quad \gamma_а = 31{,}7\ \frac{м}{ом \cdot мм^2}.$$

В специальных случаях необходимо принимать действительные удельные сопротивления, которые можно найти по каталожным данным и фактической температуре провода или жилы кабеля. Температурный коэффициент электрического сопротивления для медных и алюминиевых проводов принимается равным 0,004 $\frac{1}{°C}$.

Каждая линия переменного тока обладает реактивным (индуктивным) сопротивлением. В отдельных случаях влияние реактивного сопротивления линии очень мало и может не учитываться. Какие сети можно рассчитывать без учета реактивного сопротивления, рассмотрено ниже.

Из теоретической электротехники известно, что индуктивное сопротивление одной фазы линии трехфазного и однофазного переменного тока с проводами из цветного металла, выполненной с полным циклом транспозиции, определяется по формуле

$$x_0 = 314\left(4{,}61 \lg \frac{D_{ср}}{r} + 0{,}5\right) \cdot 10^{-4} =$$

$$= 0{,}1441 \lg \frac{D_{ср}}{r} + 0{,}016\ [ом/км], \quad (4\text{-}1)$$

где r — внешний радиус провода, *см* (*мм*);

$D_{ср}$ — среднегеометрическое расстояние между проводами линии, *см* (*мм*).

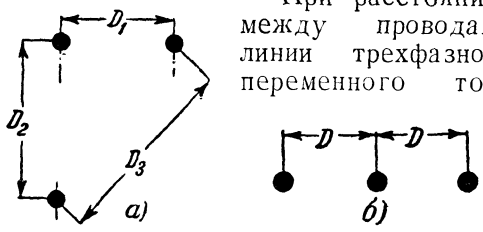


Рис. 4-1. Расположение проводов на линии. *а* — треугольное; *б* — горизонтальное.

При расстояниях между проводами линии трехфазного переменного тока D_1, D_2 и D_3 (рис. 4-1,*а*) среднегеометрическое расстояние равно:

$$D_{ср} = \sqrt[3]{D_1 D_2 D_3}. \quad (4\text{-}2)$$

Для линии с проводами, расположенными в вершинах равностороннего треугольника, $D_{ср}$ равно стороне треугольника. При расположении проводов на одной прямой (рис. 4-1,*б*) с расстоянием D от среднего до каждого из крайних проводов

$$D_{ср} = \sqrt[3]{2D^3} = 1{,}26D.$$

Зависимость реактивного сопротивления x_0 (на 1 *км* воздушной линии) от отношения среднегеометрического расстояния к диаметру провода $\frac{D_{ср}}{d}$ показана на рис. 4-2. Для воздушных линий отношение $\frac{D_{ср}}{d}$ обычно лежит в пределах 200—400.

На линиях электропередачи, работающих с напряжениями 300—500 *кв*,

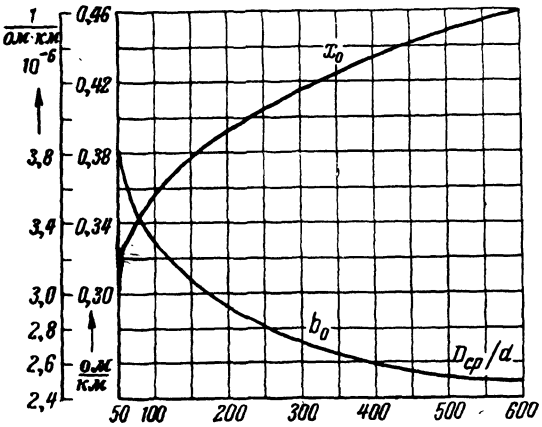


Рис. 4-2. Зависимость индуктивного сопротивления и емкостной проводимости от отношения $\frac{D_{ср}}{d}$.

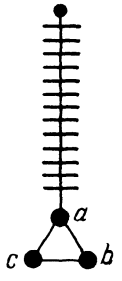


Рис. 4-3. Расщепление фазы линии на три провода.

а иногда и на линиях 220 *кв* для увеличения их пропускной способности (снижения реактивного сопротивления) применяется расщепление провода. В каждой фазе подвешивается не один, а два—четыре провода (рис. 4-3), имеющие суммарное поперечное сечение, какое должен иметь один провод. Расщепление проводов эквивалентно увеличению диаметра провода и потому ведет к значительному снижению реактивного сопротивления линии.

Индуктивное сопротивление линии с n проводами в каждой фазе (расщепленные провода) определяется по (4-1), в которой второй член правой части уравнения делится на n, а r берется равным радиусу $r_э$ эквивалентного провода:

$$r_э = \sqrt[n]{r a_{ср}^{n-1}},$$

где r — действительный радиус провода;

$a_{ср}$ — среднегеометрическое расстояние между проводами одной фазы.

Следовательно, индуктивное сопротивление фазы линии с расщепленными проводами равно:

$$x_0 = 0{,}144 \lg \frac{D_{ср}}{r_э} + \frac{0{,}016}{n}.$$

На линиях 300 *кв* расщепление производится обычно на два провода. На линиях 380 *кв* в ФРГ фаза расщеплена на четыре провода, в Швеции — на два провода. На линии электропередачи 400—500 *кв* Волжская гидроэлектростанция имени В. И. Ленина — Москва в каждой фазе подвешено по три провода в вершинах равностороннего треугольника с расстоянием между ними 400 *мм* (рис. 4-3). Расстояния между фазами при горизонтальном их расположении принято 10,5 *м*. Исследования показали, что при расщеплении фазы на два провода реактивное сопротивление линии снижается на 19%, на три провода — на 28% и на четыре провода — на 32,5% [Л. 11].

Приведенные результаты показывают нецелесообразность расщепления для снижения индуктивного сопротивления линии более чем на три провода. Дальнейшее расщепление незначительно уменьшает реактивное сопротивление и в то же время усложняет ее конструкцию.

Влияние числа проводов в фазе и расстояния между ними на индуктивное сопротивление (*ом/км*) показано на рис. 4-4. При построении кривых принято, что фазы расположены горизонтально с расстоянием между ними 12 *м*. При трех проводах в фазе они находятся в вершинах равностороннего треугольника, а при четырех — в вершинах квадрата.

При двух трехфазных цепях на общей опоре (см. рис. 2-10) индуктивность каждой цепи будет зависеть от результирующего магнитного потока, создаваемого обеими линиями. Точное определение реактивного сопротивления в таких случаях производится методом, излагаемым в теоретической электротехнике. Практически для всех двухцепных линий можно пользоваться формулой (4-1). Учет магнитного потока второй цепи мало влияет на индуктивное сопротивление линии, и потому им пренебрегают.

Активные и индуктивные сопротивления воздушных линий даны в приложениях 2 и 3.

Определение индуктивных сопротивлений кабельных линий производится всегда по заводским данным

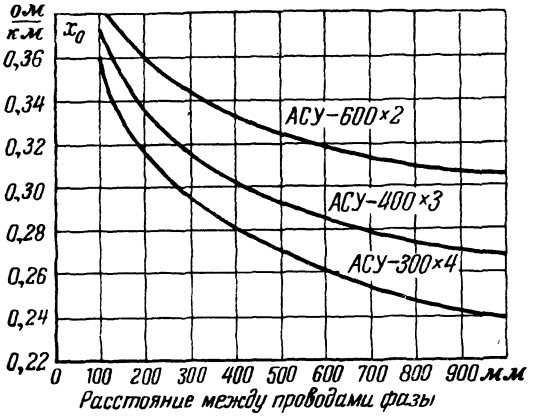


Рис. 4-4. Индуктивное сопротивление линии при расщеплении фазы на два—четыре провода.

(см. приложение 5), поскольку сведения о геометрических размерах кабелей обычно отсутствуют.

4-2. СОПРОТИВЛЕНИЯ СТАЛЬНЫХ ПРОВОДОВ

Реактивное сопротивление 1 *км* линии трехфазного переменного тока определяется по формуле

$$x_0 = 2\pi f\left(4{,}6\,1g\frac{D_{ср}}{r} + 0{,}5\mu\right)\cdot 10^{-4}\frac{ом}{км},$$

где f — частота переменного тока;
μ — относительная магнитная проницаемость материала провода.

Для проводов из цветного металла $\mu = 1$. Для стальных проводов относительная магнитная проницаемость значительно больше 1 и зависит от напряженности магнитного поля в проводе.

Представим предыдущее уравнение в виде:

$$x_0 = 2\pi f\cdot 4{,}6\,1g\frac{D_{ср}}{r}\cdot 10^{-4} + 2\pi f\cdot 0{,}5\mu\cdot 10^{-4}.$$

Первый член этого выражения

$$x_0' = 2\pi f\cdot 4{,}6\,1g\frac{D_{ср}}{r}\cdot 10^{-4} = 0{,}144\,1g\frac{D_{ср}}{r} \qquad (4\text{-}3)$$

определяет реактивное сопротивление линии от магнитного потока, находящегося вне провода, — внешнее индуктивное сопротивление линии, а второй член

$$x_0'' = 2\pi f\cdot 0{,}5\mu\cdot 10^{-4} = 0{,}016\,\mu \qquad (4\text{-}4)$$

— реактивное сопротивление, обусловленное магнитным потоком, замыкающимся внутри провода, — внутреннее индуктивное сопротивление линии.

Для линий из цветного металла величиной, определяющей реактивное сопротивление линии, является магнитный поток вне провода. Например, для линии с алюминиевыми проводами 35 *мм*^{2} со среднегеометрическим расстоянием между ними 200 *см* внешнее реактивное сопротивление составляет около 96%, а внутреннее — около 4% полного реактивного сопротивления линии. На такой же линии со стальными многопроволочными проводами ПС-35 абсолютная величина внешнего реактивного сопротивления будет такой же, как и при алюминиевых проводах. Влияние же его на общее реактивное сопротивление резко падает. При токе в линии 20 *а* реактивное сопротивление от внешнего магнитного потока составит около 30%, а от внутреннего магнитного потока — 70% полного реактивного сопротивления линии. При однопроволочных стальных проводах влияние внутреннего реактивного сопротивления будет еще бо́льшим.

Аналитическое определение внутреннего реактивного сопротивления стальных проводов очень сложно вследствие резкого проявления поверхностного эффекта и зависимости магнитной проницаемости стали от тока по проводу. Внутреннее реактивное сопротивление стальных проводов берут по таблицам, составленным на основании тщательных лабораторных измерений (см. приложение 6).

Внешнее реактивное сопротивление x_0' линий со стальными проводами определяется по формуле (4-3). Полное реактивное сопротивление линии равно:

$$x_0 = x_0' + x_0''.$$

Для стальных проводов омическое и активное сопротивления принимать равными нельзя. Разница между этими сопротивлениями тем больше, чем больше магнитная проницаемость стали и диаметр провода. Только при токах в проводе, близких к нулю, когда магнитный поток в проводе очень мал, омическое и активное сопротивления примерно одинаковы.

Активные сопротивления стальных проводов, так же как и реактивные, зависят от тока по линии.

Стальные провода на линиях переменного тока подвергаются постоянному перемагничиванию, что связано с затратами энергии. Потери активной мощности на перемагничивание должны быть учтены одной из составляющих активного сопротивления стальных проводов.

Активные сопротивления ввиду сложности определения их аналитическим путем находятся по таблицам, составленным на основании лабораторных испытаний (см. приложение 6).

Активное и реактивное сопротивления однопроволочного стального провода быстро растут с увеличением его диаметра. Поэтому в электрических сетях однопроволочные провода применяются с диаметром не более 5 *мм*. Провода с сечением 25 *мм*^{2} и выше делаются многопроволочными.

Многопроволочные провода имеют значительно лучшие электрические характеристики, чем однопроволочные, и почти не зависящие от сечения провода. В многопроволочных проводах благодаря воздушным промежуткам между отдельными проволоками, из которых свит провод, сопротивление магнитному потоку резко возрастает. Магнитный поток внутри провода уменьшается — уменьшаются активное и внутреннее реактивное сопротивления провода.

Активное и реактивное сопротивления стального провода, как уже указывалось, зависят от магнитной проницаемости материала провода. Последняя в свою очередь зависит не только от тока по проводу, но и от содержания в стали химических примесей. Кремний, марганец и фосфор увеличивают активное сопротивление провода.

Стальные провода марок ПС и ПМС (медистая сталь) изготовляются из низколегированной стали. Провода марки ПМС имеют присадку меди до 0,4%.

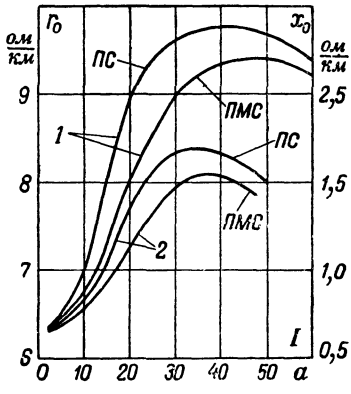


Рис. 4-5. Индуктивные (*1*) и активные (*2*) сопротивления стальных проводов.

Кривые изменения активного и реактивного сопротивлений проводов марок ПС и ПМС в зависимости от тока показаны на рис. 4-5.

Стальные провода по ГОСТ 5800-51 изготавливаются из оцинкованных проволок. Без оцинковки срок службы стальных проводов мал; провода ржавеют и становятся непригодными для работы на воздушных линиях электропередачи.

4-3. РЕАКТИВНАЯ ПРОВОДИМОСТЬ ЛИНИЙ СЕТИ

Реактивная (емкостная) проводимость линий электрических сетей определяется емкостью между проводами (жилами) и между проводами (жилами) и землей.

При всех инженерных расчетах воздушных линий рабочая емкость находится в предположении наличия полного цикла транспозиции проводов и без учета влияния земли. Ошибки, получаемые в результате этих допущений, не превосходят 5%, что вполне приемлемо.

Рабочая емкость 1 *км* воздушной линии трехфазного переменного тока определяется по формуле

$$c_0 = \frac{0{,}024}{\lg \frac{D_{ср}}{r}} \cdot 10^{-6} \left[\frac{ф}{км}\right]. \qquad (4\text{-}5)$$

Реактивная (емкостная) проводимость 1 *км* фазы линии при частоте 50 *гц* равна:

$$b_0 = \frac{7{,}58}{\lg \frac{D_{ср}}{r}} \cdot 10^{-6} \left[\frac{1}{ом \cdot км}\right]. \qquad (4\text{-}6)$$

Для линий с расщепленными фазами реактивная проводимость находится по формуле (4-6), в котором r принимается равным:

$$r_э = R \sqrt[n]{\frac{nr}{R}} \ [см]. \qquad (4\text{-}7)$$

В последней формуле

$$R = \frac{a}{2 \sin \frac{180°}{n}} \ [см],$$

где a — расстояние между проводами расщепленной фазы, *см*;

n — число проводов в фазе.

Формула (4-6) используется и при двух цепях на опоре.

Зависимость b_0 от расстояний между проводами и их диаметрами при 50 *гц* показана на рис. 4-2.

Проводимости воздушных линий даны в приложении 4.

Емкостная проводимость кабелей зависит от их конструкции и берется всегда по данным заводов-изготовителей (см. приложение 5).

Реактивная проводимость линии обусловливает протекание по линии емкостного тока, опережающего соответствующие фазы напряжений на 90°. Емкостные токи проходят по линии и при холостом ходе, т. е. когда линия не несет нагрузки. При неизменной величине напряжения вдоль линии емкостный ток в начале ее равен:

$$I_C = Ub_0 l.$$

Реактивная мощность, обусловленная емкостью линии, составит:

$$\Delta Q_C = U^2 b_0 l. \qquad (4\text{-}8)$$

При подстановке U в киловольтах находим реактивную мощность в мегавольт-амперах.

Емкостные токи заметное влияние на работу воздушных линий оказывают при напряжениях 110 *кв* и выше, а на работу кабельных линий — при напряжениях свыше 20 *кв*.

В очень развитых кабельных сетях действие емкостных токов сказывается и при напряжениях 6—10 *кв*. Учет емкостных токов при этих напряжениях необходим только при анализе ненормальных режимов работы сетей, например при замыканиях одной из фаз установки на землю.

4-4. АКТИВНАЯ ПРОВОДИМОСТЬ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В высоковольтных сетях, кроме потерь энергии на нагревание проводов, имеются потери активной мощности и энергии, обусловленные несовершенством изоляции и ионизацией воздуха.

Для воздушных линий потери активной мощности и энергии, называемые потерями на корону, связаны с ионизацией воздуха около проводов, наступающей при максимальной напряженности (градиенте) электрического поля на поверхности провода около 17—19 *кв/см*. Увеличение напряженности поля сверх указанной величины ведет к значительному росту потерь энергии на корону.

Коронирование проводов воздушных линий оказывает мешающее влияние на радиоприем. Радиопомехи увеличиваются с ростом мощности потерь на корону и быстро уменьшаются с увеличением расстояния между радиоприемником и воздушной линией.

Определение потерь мощности и годовых потерь электроэнергии на корону является трудной задачей, поскольку эти величины зависят от ряда факторов.

Большое влияние на потери на корону оказывают диаметр провода и рабочее напряжение линии. Эти факторы учитываются максимальной рабочей напряженностью электрического поля на поверхности провода, определяемой для расщепленной фазы по формуле

$$E = \frac{0{,}354U}{nr \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{эк}}}} \times \left[1 + 2\frac{r \sin \frac{180}{n}}{a}(n-1)\right] \left[\frac{кв_{макс}}{см}\right], \qquad (4\text{-}9)$$

где U — линейное напряжение линии, *кв*;

n — число проводов в фазе;

r — радиус каждого провода, *см*;

$D_{\text{ср}}$ — среднегеометрическое расстояние между фазами, *см*;

$r_{\text{э}}$ — эквивалентный радиус расщепленной фазы, определяемый по (4-7), *см*.

При одном проводе в фазе формула (4-9) получает вид:

$$E = \frac{0{,}354U}{r \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r}} \left[\frac{кв_{макс}}{см}\right]. \qquad (4\text{-}10)$$

При горизонтальном расположении проводов (4-9) и (4-10) дают максимальную напряженность поля для крайних фаз. Максимальная напряженность поля средней фазы принимается большей на 10%.

Анализируя (4-9) и (4-10), замечаем, что максимальная напряженность электрического поля зависит от двух величин, определяемых конструкцией линии:

1. Расстояния между проводами D. Влияние D, входящего под знак логарифма, незначительно. Добиться уменьшения потерь энергии на корону увеличением расстояния между проводами практически невозможно; увеличение расстояния между проводами ведет к значительному возрастанию стоимости линии.

2. Диаметра провода. Без большой погрешности можно считать, что напряженность электрического поля обратно пропорциональна диаметру провода. Увеличение диаметра провода является наиболее действенной мерой снижения потерь энергии на корону.

Повышение коронного напряжения можно получить расщеплением каждой фазы линии на несколько проводов — уменьшается напряженность электрического поля. Линии 330—500 *кв* сооружаются с расщеплением фазы на два — четыре провода. Это мероприятие диктуется, как уже указывалось, и значительным уменьшением индуктивного сопротивления линий с расщепленными проводами; повышается пропускная способность линий и снижается стоимость их сооружения.

При одном проводе в фазе на линиях 400—500 *кв* по условиям короны нужно подвешивать провода с диаметром более 50 *мм*.

«Правилами устройства» из-за потерь электроэнергии на корону рекомендуется применять провода с диаметрами не менее: 9,9 *мм* — для линий 110 *кв*, 13,9 *мм* — для линий 150 *кв* и 21,5 *мм* — для линий 220 *кв*. По мнению авторов, указанные наименьшие диаметры проводов могут приниматься только в случаях экономического обоснования целесообразности такого решения. В расчетах должны быть учтены стоимость потерянной электроэнергии и потери мощности на корону.

На воздушных линиях с потерями на корону приходится считаться только для линий с напряжением 60 *кв* и выше.

Потери электроэнергии на корону сильно зависят от атмосферных условий. Изменение атмосферных условий влечет значительное изменение потерь мощности и энергии на корону. Для иллюстрации сказанного в табл. 4-1 приведены потери мощности на корону в зависимости от интенсивности осадков (дождь, мокрый снег). Потери мощности даны для одной фазы линии [Л. 12].

Таблица 4-1

Потери мощности на корону при разных интенсивностях дождя

Интенсивность дождя или мокрого снега, *мм/мин*	Потери мощности на корону, *квт/км*, при максимальной напряженности электрического поля E, *кв/см*	
	17,6	24,0
0—0,002	0,1	0,8
0,01—0,02	0,61	9,5
0,10—0,20	3,15	12,7

Цифры этой таблицы показывают, что интенсивность дождя оказывает неодинаковое влияние на потери на корону при разных напряженностях электрического поля провода.

Учитывая сказанное, следует признать, что наиболее правдоподобные результаты потерь энергии на корону будут получены, если определять их как сумму потерь энергии за интервалы времени с одинаковыми атмосферными условиями [Л. 12], т. е.

$$\Delta A_{\text{кл}} = \Sigma \Delta P_{\text{кп}} t_n,$$

где $\Delta P_{\text{кп}}$ — потери мощности на корону при определенных атмосферных условиях;

t_n — продолжительность этих атмосферных условий в течение года.

Зная продолжительность разных атмосферных условий и имея замеры потерь мощности на корону при этих атмосферных условиях, можно найти годовые потери электроэнергии.

На рис. 4-6 приведены усредненные кривые годовых потерь электроэнергии на корону для некоторых районов СССР в зависимости от максимальной напряженности электрического поля проводов. Чем больше в году дней с плохой погодой, тем выше проходит кривая. Для Москвы среднее число

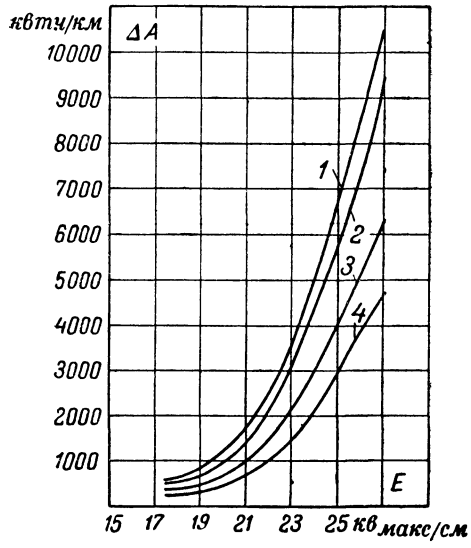


Рис. 4-6. Годовые потери электроэнергии на корону в зависимости от напряженности электрического поля проводов.
1 — Москва и Ленинград; *2* — Кизел (северный Урал); *3* — Сталинград; *4* — Гурьев.

часов плохой погоды в год — около 1 600 *ч*, а для Сталинграда ~930 *ч*. Под плохой погодой понимается наличие тумана и осадков в виде дождя и снега.

Потери $\Delta A_{к1}$ (рис. 4-6) отнесены к 1 *км* одного провода радиусом 1 *см*. Потери электроэнергии на 1 *км* одной фазы с проводами радиусом r составят:

$$\Delta A_{ф} = \Delta A_{к1} n r^2, \qquad (4\text{-}11)$$

где n — число проводов в расщепленной фазе;
r — радиус провода, *см*.

При расположении проводов в вершинах равностороннего треугольника потери энергии на корону в год на 1 *км* линии будут:

$$\Delta A = 3\Delta A_{ф}. \qquad (4\text{-}12)$$

При расположении проводов на одной прямой, например при горизонтальном расположении, годовые потери электроэнергии на корону определятся равными:

$$\Delta A = 2\Delta A_{ф.к} + \Delta A_{ф.с}. \qquad (4\text{-}13)$$

В последней формуле
$\Delta A_{ф.к}$ — потери электроэнергии в крайней фазе, найденные по максимальной напряженности E по (4-9) или (4-10);
$\Delta A_{ф.с}$ — то же в средней фазе, найденные по максимальной напряженности поля этой фазы, принимаемой на 10% большей, чем для крайних фаз.

Наиболее достоверные результаты определения потерь электроэнергии на корону описанным методом получаются для линий 330 — 500 *кв*, работающих с малым перепадом напряжений вдоль линии и напряжение которых мало изменяется в течение суток и года.

Линии 110—220 *кв* работают с перепадом напряжений 10—15%; следовательно, максимальные напряженности электрического поля проводов изменятся по длине линии также на 10—15%. Напряжения таких линий регулируются в зависимости от величины нагрузки. Указанные соображения заставляют рекомендовать производить определение годовых потерь электроэнергии на корону, разбивая линию на участки и учитывая изменения ее рабочего напряжения.

Среднегодовые потери мощности на корону находятся делением годовых потерь электроэнергии на число часов в году, т. е.

$$\Delta P_{ср.г} = \frac{\Delta A}{8\,760}. \qquad (4\text{-}14)$$

Среднегодовые потери мощности на корону для некоторых линий со сталеалюминиевыми проводами даны в табл. 4-2.

Таблица 4-2

Среднегодовые потери мощности на корону для некоторых линий со сталеалюминиевыми проводами, *квт/км*

Номинальные напряжения линии, *кв*	Марки проводов	Диаметры проводов, *мм*	Потери мощности при климатических условиях	
			Москвы	Сталинграда
110	АС-70	11,7	0,445	0,287
110	АС-95	13,9	0,294	0,160
110	АС-120	15,3	0,194	0,093
150	АС-95	13,9	1,60	1,02
150	АС-120	15,3	1,31	0,755
150	АС-150	17,0	0,88	0,494
150	АС-185	19,1	0,53	0,291
220	АС-240	21,5	3,05	1,690
220	АС-300	24,4	1,87	1,030

Примечание. Диаметры соответствуют проводам, изготовлявшимся по ГОСТ 839-41.

Приведенная методика определения потерь мощности и электроэнергии на корону позволяет выбрать экономически целесообразное сечение проводов линии с учетом не только потерь энергии на нагревание проводов, но и с учетом потерь энергии на корону.

Достаточно хорошим критерием для определения наименьшего возможного диаметра провода линий 110—220 *кв* по условиям потерь энергии на корону является условное критическое напряжение короны, полученное на основании испытаний воздушных линий:

$$U_{кр} = (65 \div 70) r \lg \frac{D_{ср}}{r}, \quad (4\text{-}15)$$

где r и $D_{ср}$ — радиус и среднегеометрическое расстояние между проводами, *см*.

Номинальное напряжение линии должно быть ниже условного критического напряжения, определяемого по (4-15).

Кроме потерь энергии на корону, на воздушных линиях наблюдаются потери активной мощности, обусловленные токами утечки по изоляторам и потерями в диэлектрике последних. Эти потери на линиях 110—220 *кв* очень малы и потому не учитываются.

При расчетах сетей потери активной мощности на корону иногда изображаются на схемах замещения активной проводимостью линии. Активная проводимость g_0 линии, отнесенная к 1 *км* ее длины, найдется по формуле

$$\Delta P_к = 3U^2 g_0 = U^2 g_0, \quad (4\text{-}16)$$

где $\Delta P_к$ — потери активной мощности на корону в трех фазах на 1 *км* линии.

В кабелях высокого напряжения потери электроэнергии обусловлены процессами в изоляции кабелей. Ток, проходящий через изоляцию кабелей, имеет активную составляющую, определяемую сквозным током проводимости и ориентацией дипольных молекул. Потери активной мощности в диэлектриках кабелей зависят от конструкции кабеля и его номинального напряжения и составляют для кабелей 110—220 *кв* несколько киловатт на 1 *км* кабеля.

Пример 4-1. Определить годовые потери электроэнергии на корону на 1 *км* линии 220 *кв* со сталеалюминиевыми проводами АС-300. Линия проходит в районе Москвы Расстояние между проводами 6,5 *м*. Провода расположены горизонтально.

Диаметр провода АС-300 старой скрутки по ГОСТ 839-41

$$d = 24{,}4 \text{ мм}.$$

Среднегеометрическое расстояние между проводами

$$D_{ср} = 1{,}26D = 1{,}26 \cdot 6{,}5 = 8{,}2 \text{ м}.$$

Максимальная напряженность электрического поля крайних проводов по (4-12)

$$E_{кр} = \frac{0{,}354U}{r \lg \frac{D_{ср}}{r}} = \frac{0{,}354 \cdot 220}{1{,}22 \lg \frac{820}{1{,}22}} = 22{,}5 \frac{кв_{макс}}{см}.$$

Максимальная напряженность поля среднего провода

$$E_{ср} = 1{,}1 \cdot 22{,}5 = 24{,}8 \frac{кв_{макс}}{см}.$$

Годовые потери электроэнергии одного крайнего прозода, отнесенные к проводу радиусом 1 *см*, по диаграмме на рис. 4-6

$$\Delta A_{ф.кр} = 2\,000 \text{ квт}\cdot\text{ч}.$$

Годовые потери энергии крайнего провода марки АС-300 по (4-13)

$$\Delta A_{кр} = \Delta A_{ф.кр} r^2 = 2\,000 \cdot 1{,}22^2 = 3\,000 \text{ квт}\cdot\text{ч}.$$

Годовые потери энергии на корону среднего провода, найденные аналогично, составляют:

$$\Delta A_{ср} = 9\,700 \text{ квт}\cdot\text{ч}.$$

Суммарные потери электроэнергии на корону на 1 *км* линии

$$\Delta A = \Delta A_{ср} + 2\Delta A_{кр} = 15\,700 \text{ квт}\cdot\text{ч}.$$

Для сравнения укажем, что в активном сопротивлении линии при передаче по ней 100 *Мва* годовые потери электроэнергии на 1 *км* определятся равными ~70 000 *квт·ч*, Потери энергии на корону составляют ~18%, т. е. очень значительную величину.

Среднегодовая потеря мощности на 1 *км* линии равна:

$$\Delta P_{ср.г} = \frac{\Delta A}{8\,760} = \frac{15\,700}{8\,760} = 1{,}8 \text{ квт}.$$

Принимая коэффициент мощности передачи 0,9, найдем, что среднегодовые потери мощности на 1 *км* линии составят 0,002%.

4-5. СОПРОТИВЛЕНИЯ И ПРОВОДИМОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Приемники электроэнергии присоединяются к сетям высокого напряжения, как правило, через трансформа-

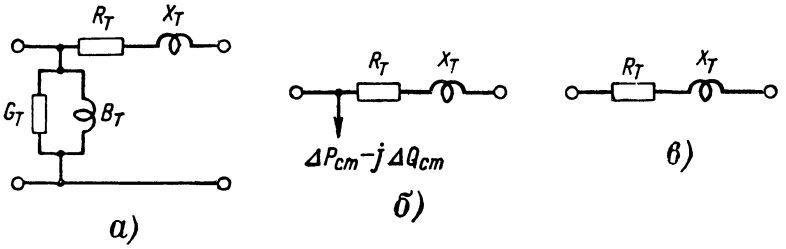


Рис. 4-7. Схемы замещения двухобмоточного трансформатора.

торы с напряжением вторичных обмоток 230—525 *в*. Только небольшая часть электроприемников — крупные электродвигатели — подключаются непосредственно к сетям высокого напряжения (6—10 *кв*). Трансформаторы, имеющие значительные сопротивления, влияют на потери энергии в сети, на отклонения напряжения у потребителей и потому должны учитываться при расчетах и анализах работы сетей.

Наиболее целесообразной схемой замещения двухобмоточных трансформаторов при расчетах электрических сетей является Г-образная (рис. 4-7,*а*). Активная и реактивная проводимости принимаются подключенными к зажимам трансформаторов. Для понизительных трансформаторов проводимости подключаются к зажимам высшего напряжения, для повысительных трансформаторов — к зажимам низшего напряжения.

При расчетах электрических сетей обычно проводимости трансформатора заменяются нагрузкой

$$\Delta S_{ст} = \Delta P_{ст} - j\Delta Q_{ст}, \qquad (4\text{-}17)$$

равной мощности холостого хода трансформатора. Первый член $\Delta P_{ст}$ — потери активной мощности в стали трансформатора; второй — намагничивающая мощность трансформатора, принимаемая равной:

$$\Delta Q_{ст} = \frac{I_{х.х}\% S_н}{100}. \qquad (4\text{-}18)$$

В этой формуле $I_{х.х}$ — ток холостого хода трансформатора, а $S_н$ — его номинальная мощность.

Схема замещения по рис. 4-7,*б* принимается, когда потери в стали и намагничивающая мощность трансформатора считаются постоянными, не зависящими от напряжения сети.

При расчетах местных сетей очень часто влиянием проводимостей трансформаторов пренебрегают. В этом случае схема замещения трансформатора получает более простой вид (рис. 4-7,*в*).

Найдем активные и реактивные сопротивления и проводимости (на фазу) двухобмоточных трансформаторов.

Потери активной мощности в обмотках (меди) трансформатора равны:

$$\Delta P_м = 3I_н^2 R_т = \frac{S_н^2}{U^2} R_т.$$

Беря потери мощности $\Delta P_м$ в киловаттах, напряжение основного вывода U в киловольтах и номинальную мощность трансформатора $S_н$ в киловольт-амперах, получаем:

$$R_т = \frac{\Delta P_м U^2 \cdot 10^3}{S_н^2} \ [ом]. \qquad (4\text{-}19)$$

С точностью, достаточной для всех инженерных расчетов, можно принять, что $\Delta P_м$ равны потерям мощности при коротком замыкании.

Падение напряжения в реактивном сопротивлении трансформатора составляет:

$$u_р\%_0 = \frac{I_н X_т}{\mathcal{U}} \cdot 100 = \frac{S_н X_т}{U^2} \cdot 100,$$

где $I_н$ — номинальный ток трансформатора;

$\mathcal{U}$ и U — фазное и линейное напряжения основного вывода трансформатора.

Реактивное (индуктивное) сопротивление трансформатора при подстановке напряжения в киловольтах и мощности в киловольт-амперах определится равным:

$$X_т = \frac{u_р\% U^2 \cdot 10}{S_н} \ [ом]. \qquad (4\text{-}20)$$

Величину $u_р{}^0/_0$ можно найти по формуле

$$u_р{}^0/_0 = \sqrt{(u_{к.з}{}^0/_0)^2 - (u_а{}^0/_0)^2}, \quad (4\text{-}21)$$

где $u_{к.з}{}^0/_0$ — напряжение короткого замыкания в процентах номинального;

$u_а{}^0/_0$ — падение напряжения в активном сопротивлении трансформатора в процентах номинального:

$$u_а{}^0/_0 = \frac{I_н R_т}{U} \cdot 100.$$

Величина $u_а{}^0/_0$ при $\cos\varphi = 1$ численно равна процентной величине потерь мощности в меди трансформатора, т. е.

$$u_а{}^0/_0 = \Delta P_м{}^0/_0.$$

Значение $\Delta P_м{}^0/_0$ легко определяется по данным ГОСТ на трансформаторы.

Для мощных трансформаторов с малым активным сопротивлением обмоток можно принять

$$u_р{}^0/_0 = u_{к.з}{}^0/_0. \quad (4\text{-}22)$$

Для трансформатора 15 *Мва* реактивное сопротивление $X_т$, отнесенное к напряжению 35 *кв*, составляет 6,53 *ом*, а полное $Z_т = 6{,}54$ *ом*. Приведенный пример с очевидностью указывает на возможность использования формулы (4-22), упрощающей определение реактивных сопротивлений трансформаторов.

Активная проводимость трансформатора, если потери в стали $\Delta P_{ст}$ взять в киловаттах, а напряжение — в киловольтах, найдется равной:

$$G_т = \frac{\Delta P_{ст} \cdot 10^{-3}}{U^2} \left[\frac{1}{ом}\right]. \quad (4\text{-}23)$$

Реактивная проводимость $B_т$ при намагничивающей мощности $\Delta Q_{ст}$ в киловольт-амперах реактивных составит:

$$B_т = \frac{\Delta Q_{ст} \cdot 10^{-3}}{U^2} \left[\frac{1}{ом}\right]. \quad (4\text{-}24)$$

Активные сопротивления лучей звезды схемы замещения трехобмоточного трансформатора зависят от мощностей отдельных обмоток. При мощностях обмоток 100/100/100% потери в меди, приведенные в ГОСТ на трансформаторы, будут при наиболее неблагоприятных условиях работы, что соответствует отключению одной из вторичных обмоток и нагрузке двух других до номинальной мощности. При этом предположении активное сопротивление двух последовательно включенных лучей схемы замещения найдется по (4-19), а каждого из лучей

$$R_{т[100]} = \frac{\Delta P_м U^2 \cdot 10^3}{2 S_н^2}. \quad (4\text{-}25)$$

Если одна из обмоток трансформатора имеет мощность 66,7%, то, принимая сопротивления обмоток обратно пропорциональными их мощностям, найдем сопротивление луча схемы, замещающего эту обмотку, равным:

$$R_{т[66,7]} = \frac{100}{66,7} R_{т[100]} = 1{,}5 R_{т[100]}. \quad (4\text{-}26)$$

Для трехобмоточных трансформаторов с мощностями обмоток 100/66,7/66,7%, принимая положение об обратной пропорциональности сопротивлений и мощностей обмоток и считая, что потери в меди по ГОСТ отнесены к наиболее неблагоприятным условиям нагрузки трансформатора, можно получить, что сопротивление луча, замещающего первичную обмотку, определяется формулой

$$R_{т[100]} = \frac{\Delta P_м U^2 \cdot 10^3}{1{,}83 S_н^2}. \quad (4\text{-}27)$$

Сопротивления лучей вторичных обмоток найдутся по (4-26), в которой $R_{т[100]}$ соответствует подсчитанному по (4-27).

Для трехобмоточных трансформаторов, которые изготовляются только относительно больших мощностей, падение напряжения в реактивном сопротивлении трансформаторов можно принять равным напряжению короткого замыкания.

Обозначив реактивные падения напряжения для каждой пары обмоток $u_{р(1-2)}$, $u_{р(1-3)}$ и $u_{р(2-3)}$, представим их в виде сумм реактивных падений

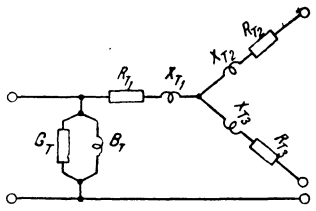


Рис. 4-8. Схема замещения трехобмоточного трансформатора.

напряжения в отдельных лучах схемы замещения (рис. 4-8):

$$\left.\begin{aligned} u_{р\,(1-2)}{}^0\!/_0 &= u_{р1}{}^0\!/_0 + u_{р2}{}^0\!/_0;\\ u_{р\,(1-3)}{}^0\!/_0 &= u_{р1}{}^0\!/_0 + u_{р3}{}^0\!/_0;\\ u_{р\,(2-3)}{}^0\!/_0 &= u_{р2}{}^0\!/_0 + u_{р3}{}^0\!/_0. \end{aligned}\right\} \quad (4\text{-}28)$$

Совместное решение этих уравнений дает:

$$\left.\begin{aligned} u_{р1}{}^0\!/_0 &= \frac{u_{р\,(1-2)}\% + u_{р\,(1-3)}\% - u_{р\,(2-3)}\%}{2};\\ u_{р2}{}^0\!/_0 &= \frac{u_{р\,(1-2)}\% + u_{р\,(2-3)}\% - u_{р\,(1-3)}\%}{2};\\ u_{р3}{}^0\!/_0 &= \frac{u_{р\,(1-3)}\% + u_{р\,(2-3)}\% - u_{р\,(1-2)}\%}{2}. \end{aligned}\right\} \quad (4\text{-}29)$$

Практически после определения одной из этих величин, например $u_{р1}{}^0\!/_0$, остальные находятся по (4-28):

$$u_{р2}{}^0\!/_0 = u_{р\,(1-2)}{}^0\!/_0 - u_{р1}{}^0\!/_0;$$
$$u_{р3}{}^0\!/_0 = u_{р\,(1-3)}{}^0\!/_0 - u_{р1}{}^0\!/_0.$$

Зная реактивные составляющие падений напряжения в лучах схемы замещения, можно найти реактивные сопротивления отдельных лучей звезды, пользуясь (4-10).

Активные и реактивные проводимости трехобмоточных трансформаторов определяются так же, как и двухобмоточных.

Данные, необходимые для определения сопротивлений и проводимостей трансформаторов, приведены в ГОСТ 401-41 (см. приложение 7).

4-6. СОПРОТИВЛЕНИЯ И ПРОВОДИМОСТИ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

Последние годы широкое распространение получили автотрансформаторы, что объясняется следующими их преимуществами:

1. Меньшие потери активной мощности и энергии в автотрансформаторах. Например, в однофазном автотрансформаторе 220/110 *кв* мощностью 40 *Мва* потери мощности в стали и обмотках составляют 211 *квт*, а в соответствующем трансформаторе — 373 *квт*.

2. Меньшая стоимость автотрансформаторов.

3. Меньший вес автотрансформаторов. Вес выемной части однофазного автотрансформатора 220/110 *кв* мощностью 40 *Мва* составляет 27 *т*, а трансформатора — 58 *т*. Следовательно, автотрансформаторы, которые можно перевозить в собранном виде, могут быть более мощными, чем трансформаторы.

Схема обмоток одной фазы трехобмоточного автотрансформатора приведена на рис. 4-9. Обмотка между выводами *B* и *C* называется последовательной, а между *C* и *O* — общей. Отношение высшего напряжения $U_в$ к среднему $U_с$ представляет собой коэффициент трансформации автотрансформатора, обозначаемый *k*.

Если к общей обмотке присоединить нагрузку $S_с = \sqrt{3} U_с I_с$, то по обмоткам автотрансформатора пройдут токи, показанные на рис. 4-9. Ток в общей обмотке

$$\dot{I}_о = \dot{I}_с - \dot{I}_в$$

равен геометрической разности токов в обмотках среднего и высшего напряжений.

Можно доказать, что у понизительных автотрансформаторов мощность последовательной обмотки равна

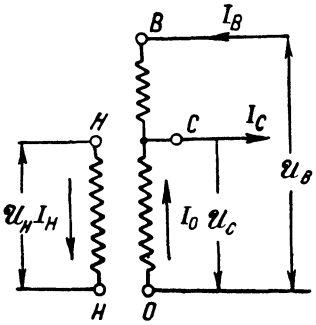


Рис. 4-9. Схема автотрансформатора.

мощности общей обмотки. Мощность этих обмоток называется типовой мощностью автотрансформатора, которая равна:

$$S_т = \sqrt{3} U_с I_о = \sqrt{3} I_в (U_в - U_с),$$

откуда

$$S_т = \sqrt{3} I_в U_в \left(1 - \frac{U_с}{U_в}\right).$$

Подставляя значение коэффициента трансформации

$$k = \frac{U_в}{U_с},$$

получаем

$$S_т = \sqrt{3} I_в U_в \left(1 - \frac{1}{k}\right),$$

или

$$S_т = \alpha S_н. \qquad (4\text{-}30)$$

Отношение α типовой мощности автотрансформатора к номинальной называется коэффициентом выгодности. Последний показывает, на сколько примерно уменьшаются потери мощности и вес выемной части автотрансформатора по сравнению с трансформатором. Чем меньше коэффициент трансформации, тем выгоднее применение автотрансформаторов. При коэффициенте трансформации 220/110 *кв* коэффициент выгодности равен 2 и применение автотрансформаторов безусловно целесообразно.

Все автотрансформаторы имеют соединение обмоток высшего и среднего напряжений в звезду и потому снабжаются обмоткой низкого напряжения (*НН* на рис. 4-9), соединенной в треугольник. К этой обмотке, выполняемой на напряжения 6—35 *кв*, можно присоединять близрасположенных потребителей. Мощность обмотки низшего напряжения берется равной типовой мощности $S_т$ автотрансформатора.

Напряжения короткого замыкания для автотрансформаторов даются заводами между обмотками высшего и среднего напряжений $u_{в-с}{}^0/_0$, высшего и низшего — $u'_{в-н}{}^0/_0$ и среднего и низшего напряжений $u'_{с-н}{}^0/_0$. Напряжение короткого замыкания $u_{в-с}{}^0/_0$ отнесено к номинальной мощности $S_н$ автотрансформатора, а $u'_{в-н}{}^0/_0$ и $u'_{с-н}{}^0/_0$—к мощности обмотки низшего напряжения, т. е. к типовой мощности $S_т$.

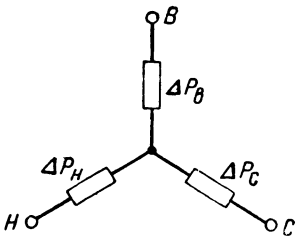


Рис. 4-10. Схема замещения автотрансформатора.

При составлении схемы замещения фазы автотрансформатора в виде трехлучевой звезды, подобной схеме замещения трехобмоточного трансформатора, необходимо напряжения короткого замыкания $u'_{в-н}{}^0/_0$ и $u'_{с-н}{}^0/_0$ привести к номинальной мощности автотрансформатора [Л. 43 и 14]:

$$u_{с-н}{}^0/_0 = u'_{с-н}{}^0/_0 \frac{S_н}{S_т};$$

$$u_{в-н}{}^0/_0 = u'_{в-н}{}^0/_0 \frac{S_н}{S_т}. \qquad (4\text{-}31)$$

Напряжения короткого замыкания лучей эквивалентной звезды находятся по (4-29), как и для трехобмоточных трансформаторов.

Для определения активных сопротивлений лучей звезды в схеме замещения трехобмоточного автотрансформатора необходимо правильно распределить потери активной мощности между ними. Методика, применяемая для трехобмоточных трансформаторов, в данном случае непригодна. С точностью, достаточной для инженерных расчетов, определение потерь активной мощности можно производить по эквивалентной схеме (рис. 4-10):

$$\left.\begin{aligned} \Delta P_в &= \frac{\Delta P_{в-с} + \Delta P_{в-н} - \Delta P_{с-н}}{2}; \\ \Delta P_с &= \Delta P_{в-с} - \Delta P_в; \\ \Delta P_н &= \Delta P_{в-н} - \Delta P_в. \end{aligned}\right\} \qquad (4\text{-}32)$$

Необходимо отметить, что заводы дают потери $\Delta P_{в-с}$ отнесенными к номинальной мощности, а потери

$\Delta P'_{в-н}$ и $\Delta P'_{с-н}$ к типовой мощности автотрансформатора. Сопротивления лучей схемы замещения должны быть отнесены к одной мощности, для чего мощности $\Delta P'_{в-н}$ и $\Delta P'_{с-н}$ пересчитывают, относя их к номинальной мощности автотрансформатора:

$$\left.\begin{aligned} \Delta P_{в-н} &= \Delta P'_{в-н}\left(\frac{S_н}{S_т}\right)^2 \\ \text{и} \\ \Delta P_{с-н} &= \Delta P'_{с-н}\left(\frac{S_н}{S_т}\right)^2. \end{aligned}\right\} \quad (4\text{-}33)$$

Поскольку мощность обмотки низшего напряжения обычно вдвое меньше номинальной мощности понизительных автотрансформаторов, эти формулы получают вид:

$$\left.\begin{aligned} \Delta P_{в-н} &= 4\Delta P'_{в-н} \\ \text{и} \\ \Delta P_{с-н} &= 4\Delta P'_{с-н}. \end{aligned}\right\} \quad (4\text{-}34)$$

Активные сопротивления лучей звезды схемы замещения найдутся по (4-19).

Активная и реактивная проводимости автотрансформаторов определяются так же, как и для трансформаторов.

Пример 4-2. Найти реактивности трехобмоточного автотрансформатора 220/110/11 *кв* мощностью 60 *Мва*. По заводским данным реактивности, отнесенные к номинальной мощности автотрансформатора, равны:

$$u_{в-с}\% = 10{,}5\%;$$

$$u_{в-н}\% = 36\% \text{ и } u_{с-н}\% = 23{,}5\%.$$

Реактивность луча высшего напряжения

$$u_в\% = \frac{u_{в-с}\% + u_{в-н}\% - u_{с-н}\%}{2} =$$

$$= \frac{10{,}5 + 36 - 23{,}5}{2} = 11{,}5\%.$$

Реактивность луча среднего напряжения по (4-28)

$$u_с\% = u_{в-с}\% - u_в\% =$$

$$= 10{,}5 - 11{,}5 = -1\%.$$

Реактивность луча обмотки низшего напряжения аналогично найдется равной 24,5%.

Сопротивление луча обмотки высшего напряжения, отнесенное к напряжению этой обмотки,

$$X_в = \frac{u_в\% U^2 \cdot 10}{S_н} = \frac{11{,}5 \cdot 220^2 \cdot 10}{60\,000} = 93 \text{ ом.}$$

Подобным же образом можно найти сопротивления и других лучей схемы замещения.

Пример 4-3. Определить активные сопротивления лучей схемы замещения трехобмоточного автотрансформатора 220/110/11 *кв* мощностью 240 *Мва* с отношением мощностей обмоток 100/100/50%. Потери активной мощности по данным завода составляют:

$$\Delta P_{в-с} = 680 \text{ квт}; \quad \Delta P'_{с-н} = 504 \text{ квт};$$

$$\Delta P'_{в-н} = 432 \text{ квт}.$$

Потери мощности $\Delta P'_{с-н}$ и $\Delta P'_{в-н}$ отнесены к мощности обмотки низшего напряжения. Эти же потери, пересчитанные к номинальной мощности автотрансформатора, составят:

$$\Delta P_{с-н} = \Delta P'_{с-н}\left(\frac{S_н}{S_т}\right)^2 =$$

$$= 4 \cdot 504 = 2\,016 \text{ квт};$$

$$\Delta P_{в-н} = 4\Delta P'_{в-н} = 4 \cdot 432 = 1\,728 \text{ квт}.$$

Потери мощности в луче высшего напряжения

$$\Delta P_в = \frac{\Delta P_{в-с} + \Delta P_{в-н} - \Delta P_{с-н}}{2} =$$

$$= \frac{680 + 1\,728 - 2\,016}{2} = 196 \text{ квт}.$$

Потери мощности в лучах среднего и низшего напряжений:

$$\Delta P_с = \Delta P_{в-с} - \Delta P_в =$$

$$= 680 - 196 = 484 \text{ квт};$$

$$\Delta P_н = \Delta P_{в-н} - \Delta P_в =$$

$$= 1\,728 - 196 = 1\,532 \text{ квт}.$$

Активное сопротивление луча высшего напряжения схемы замещения автотрансформатора, отнесенное к напряжению 220 *кв*,

$$R_в = \frac{\Delta P_в U^2 \cdot 10^3}{S_н^2} =$$

$$= \frac{196 \cdot 220^2 \cdot 10^3}{240\,000^2} = 0{,}164 \text{ ом}.$$

Аналогично найдем:

$$R_с = 0{,}405 \text{ ом и } R_н = 1{,}28 \text{ ом}.$$

Глава пятая

ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

5-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Передача электроэнергии по проводам в электрических системах связана с потерями активной и реактивной мощности и энергии. В сетях, в которых передача и распределение электроэнергии производятся при нескольких напряжениях, к потерям в линиях добавляются потери мощности и энергии в трансформаторах. Потерянная энергия расходуется на нагревание проводов и трансформаторов.

Потери активной мощности в линиях и трансформаторах покрываются генераторами электрических станций. В небольших системах, в которых абсолютная величина потерянной мощности мала, увеличивается только нагрузка машин электростанций. В крупных системах потери активной мощности достигают десятков — сотен тысяч киловатт. Покрытие потерь мощности в таких электрических системах машинами, выбранными только по нагрузкам потребителей, невозможно. В системе на электростанциях приходится устанавливать дополнительные турбогенераторы, котлы и т. д. Потери активной мощности в системе обусловливают, следовательно, увеличение капиталовложений на сооружение системы.

В электрической системе с наибольшей нагрузкой 2 *Гвт** потери активной мощности в линиях сети и трансформаторах составят около 200—300 *Мвт*; стоимость мощности, устанавливаемой на электростанциях для покрытия потерь мощности, оценивается в 200—400 млн. руб.

Потерянная электроэнергия должна быть выработана электростанциями системы. Требуется дополнительный расход топлива, смазки, воды и т. д., что связано с дополнительными расходами, увеличивающими стоимость электроэнергии, отпускаемой потребителям. В системе с наибольшей нагрузкой 2 *Гвт* стоимость потерянной электроэнергии в год определится суммой 50—70 млн. руб.

Недостаток реактивной мощности в системе, обусловленный потерями ее в линиях и трансформаторах, покрывается установкой специальных генераторов реактивной мощности — конденсаторов и синхронных компенсаторов. Потери реактивной мощности в электрических системах в несколько раз больше, чем активной мощности. Стоимость 1 *Мва* генераторов реактивной мощности в 10—15 раз меньше стоимости 1 *Мвт*, установленного на электростанции.

Снижение потерь мощности и энергии в электрических системах достигается повышением рабочего напряжения увеличением сечения проводов линий сети, установкой у потребителей конденсаторов и т. д. Осуществление этих мероприятий связано с дополнительными капиталовложениями в систему. Одной из основных задач проектирования электрических систем является выяснение необходимых мероприятий по уменьшению потерь мощности и энергии, обеспечивающих улучшение работы системы. Этой проблеме должно быть уделено большое внимание, поскольку правильное решение вопроса снижения потерь мощности и энергии значительно влияет на экономические показатели энергетической системы.

Мероприятия по снижению потерь мощности и энергии в электрических системах рассмотрены в гл. 11.

5-2. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ В ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Потери активной мощности в линии трехфазного переменного тока определяются формулой

$$\Delta P = 3I^2R \cdot 10^{-3} = 3(I_a^2 + I_p^2) R \cdot 10^{-3} \ [квт], \qquad (5\text{-}1)$$

где I, I_a и I_p — полный, активный и реактивный токи по линии, *а*;

R — активное сопротивление провода линии, *ом*.

* 1 *Гвт* (гигаватт) = 1 млн. *кв*.

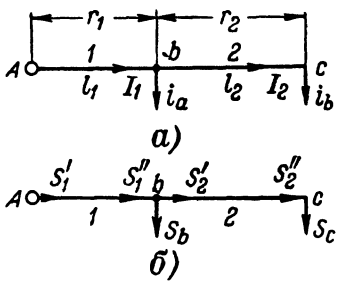


Рис. 5-1. Линия электрической сети с двумя нагрузками.

Подставляя в (5-1) значения полной S, активной P и реактивной Q мощностей (всех трех фаз), протекающих по линии, получаем:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R, \qquad (5\text{-}2)$$

где U — линейное напряжение сети.

Потери реактивной мощности в линии найдутся по аналогичным формулам:

$$\Delta Q = 3I^2 X \cdot 10^{-3} =$$

$$= 3(I_a^2 + I_p^2) X \cdot 10^{-3} \ [квар]; \qquad (5\text{-}3)$$

$$\Delta Q = \frac{S^2}{U^2} X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X. \qquad (5\text{-}4)$$

При расчетах по (5-2) и (5-4) мощности и напряжения должны быть взяты для одной и той же точки линии. Если мощности взяты для конца линии, то и U — напряжение в конце ее. Если мощности взяты в начале линии, то U — напряжение в начале линии.

Подставляя в (5-2) и (5-4) мощности в мегавольт-амперах и мегаваттах, а напряжение в киловольтах, потери мощности получаем в мегавольт-амперах и мегаваттах.

При проектировании местных сетей и перспективном проектировании районных сетей с точностью, достаточной для инженерных расчетов, определение потерь мощности производится по номинальному напряжению сети $U_н$. При уточненных расчетах берут действительные напряжения соответствующих точек сети.

При нескольких нагрузках (рис. 5-1) потери мощности в линии находятся суммированием потерь мощности на отдельных участках сети. Потери мощности в линии на рис. 5-1,*а* составят:

$$\Delta P = 3(I_2^2 r_2 + I_1^2 r_1) \cdot 10^{-3} \ [квт].$$

В тексте и на чертежах строчными буквами i, s, l и r обозначаются нагрузки сети, длины и сопротивления отдельных участков сети, прописными буквами I, S, L и R — токи и мощности, проходящие на отдельных участках сети и полные длина и сопротивление линии [1].

Мощность S''_2 в конце участка bc (рис. 5-1,*б*) равна нагрузке s_c в точке c сети. Полные потери мощности на участке *2* (bc)

$$\Delta \dot{S}_2 = \Delta P_2 - j\Delta Q_2 =$$

$$= \left(\frac{S''_2}{U_c}\right)^2 r_2 - j\left(\frac{S''_2}{U_c}\right)^2 x_2. \qquad (5\text{-}5)$$

Мощность $\dot{S}'_2$ в начале участка *2* больше $\dot{S}''_2$ на величину $\Delta \dot{S}_2$:

$$\dot{S}'_2 = \dot{S}''_2 + \Delta \dot{S}'_2.$$

Мощность в конце участка *1* составит:

$$\dot{S}''_1 = P''_1 - jQ''_1 = \dot{S}'_2 + \dot{S}'_b.$$

Мощность в начале участка *1*

$$\dot{S}'_1 = \dot{S}''_1 + \Delta \dot{S}_1,$$

где

$$\Delta \dot{S}_1 = \Delta P_1 - j\Delta Q_1 =$$

$$= \left(\frac{S''_1}{U_b}\right)^2 r_1 - j\left(\frac{S''_1}{U_b}\right)^2 x_1.$$

В расчетах, не требующих высокой точности, потери мощности, как указывалось, находятся по номинальному напряжению сети $U_н$, т. е. принимается

$$U_b = U_c = U_н.$$

В местных сетях, кроме того, не учитывается влияние потерь мощности на потери мощности в последующих звеньях сети. Приняв это положение, найдем, что потери актив-

[1] Индексы у токов I, мощностей S и сопротивлений r соответствуют номеру участка, поставленному на схеме сети. Индексы у нагрузок i и s и напряжений U соответствуют обозначениям точек приложения нагрузок сети.

ной мощности в сети на рис. 5-1,*б* составят:

$$\Delta P = \left(\frac{S_c}{U_н}\right)^2 r_2 + \left(\frac{S_c + S_b}{U_н}\right)^2 r_1.$$

Аналогично, т. е. суммированием потерь мощности на отдельных участках сети, находятся потери мощности в магистральных линиях с ответвлениями и в замкнутых сетях.

Полученные формулы для определения потерь мощности легко преобразовываются для двухпроводных линий переменного и постоянного тока:

$$\Delta P = 2I^2R \cdot 10^{-3} \ [квт];$$

$$\Delta Q = 2I^2X \cdot 10^{-3} \ [квар];$$

$$\Delta P = 2\left(\frac{S}{U}\right)^2 R = 2\frac{P^2 + Q^2}{U^2} R;$$

$$\Delta Q = 2\frac{S^2}{U^2} X = 2\frac{P^2 + Q^2}{U^2} X,$$

где U — напряжение между проводами;

R и X — сопротивление одного провода линии.

5-3. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ В ЛИНИИ С РАВНОМЕРНО РАСПРЕДЕЛЕННОЙ НАГРУЗКОЙ

При расчете городских электрических сетей часто действительные нагрузки заменяются эквивалентными, равномерно распределенными вдоль линий.

Представим себе линию, имеющую примерно одинаковые нагрузки (рис. 5-2), расположенные примерно на одинаковых расстояниях друг от друга. Все эти нагрузки можно заменить непрерывной нагрузкой, равномерно распределенной вдоль линии. При абсолютном равенстве отдельных нагрузок и расстояний между ними рассмотрение линии с большим числом сосредоточенных нагрузок и линии с равномерно распределенной нагрузкой приведет к одним и тем же результатам.

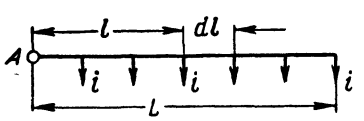


Рис. 5-2. Линия электрической сети с равномерно распределенной нагрузкой.

Условие — примерно равные нагрузки, приложенные на равных расстояниях друг от друга, — в ряде случаев соблюдается для линий низкого напряжения, питающих бытовые нагрузки городов и поселков. Для линий, распределяющих энергию электродвигателям фабрично-заводских предприятий, указанные условия встречаются реже.

Потери мощности в равномерно нагруженной линии трехфазного переменного тока длиной L (рис. 5-2) с суммарной нагрузкой I и активным сопротивлением единицы длины провода r_0 составят:

$$\Delta P = 3\int_0^L \left[\frac{I}{L}(L - l)\right]^2 r_0 dl = I^2 r_0 L,$$

или

$$\Delta P = I^2 R, \qquad (5\text{-}6)$$

т. е. будут в 3 раза меньше, чем при той же нагрузке I, приложенной в конце линии.

5-4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ГРАФИКАМ НАГРУЗОК

Если нагрузка линии за время t остается постоянной, то потери электроэнергии в ней за этот промежуток времени равны:

$$\Delta A = \Delta P t.$$

В действительности нагрузки линий электрических систем не остаются постоянными, а изменяются в соответствии с графиками работы потребителей, режимами работы отдельных электростанций и т. д.

Предположим, что график нагрузок линии трехфазного переменного тока имеет вид, изображенный на рис. 5-3,*а*. Потери энергии в линии за время T составят:

$$\Delta A = 3R\int_0^T I^2 dT = R\int_0^T \frac{S^2}{U^2} dT. \qquad (5\text{-}7)$$

При определении потерь энергии по полной мощности S, проходящей по линии, принимается, что напряже-

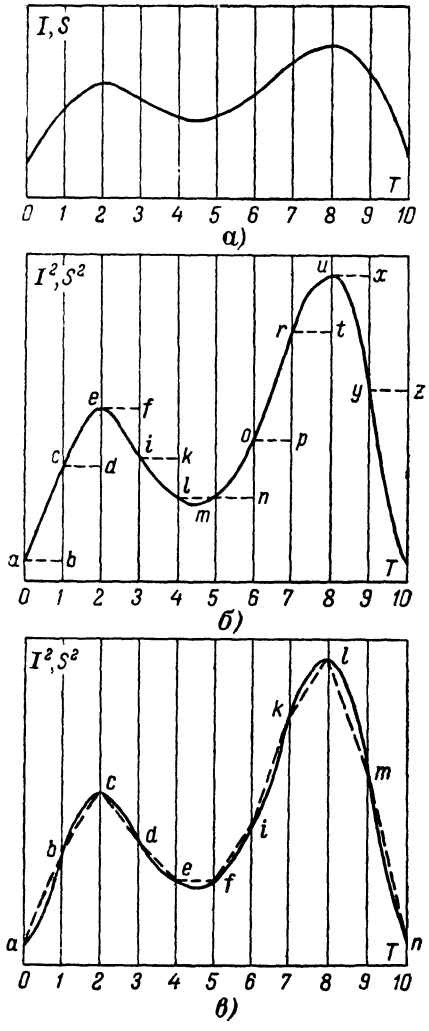


Рис. 5-3. Определение потерь электроэнергии по графику нагрузок.

а — график нагрузок; *б* — определение потерь энергии по правилу прямоугольников; *в* — определение потерь энергии по правилу трапеций.

ние U в течение всего времени T остается постоянным и равным номинальному напряжению сети $U_н$.

Формулой (5-7), как правило, воспользоваться нельзя, поскольку математическое выражение зависимости изменения нагрузки во времени неизвестно.

Из (5-7) следует, что потери энергии пропорциональны

$$\Delta A \equiv \int_0^T I^2 dT \quad \text{и} \quad \Delta A \equiv \int_0^T S^2 dT,$$

т. е. площади графика квадратичных нагрузок (рис. 5-3,*б*).

Площадь графика квадратичных нагрузок при расчетах сетей определяется обычно приближенно.

Промежуток времени T, отложенный по оси абсцисс, делится на n равных частей (на рис. 5-3,*б* $n=10$). Площади графика квадратичных нагрузок между каждыми двумя соседними ординатами *0a*, *1c*, *2e* и т. д. принимаются равными площадям прямоугольников *0ab1*, *1cd2*, *2ef3* и т. д. При этом предположении площадь графика составит:

$$\int_0^T I^2 dT = I_0^2 \frac{T}{n} + I_1^2 \frac{T}{n} + I_2^2 \frac{T}{n} + \ldots + I_9^2 \frac{T}{n} =$$

$$= \frac{T}{n}(I_0^2 + I_1^2 + I_2^2 + \ldots + I_9^2), \quad (5\text{-}8)$$

где I_0, I_1, I_2, ... — токи по линии в моменты времени, отмеченные на абсциссе графика цифрами 0, 1, 2 и т. д.

Более точное значение площади графика квадратичных нагрузок найдется, если предположить, что она равна сумме площадей трапеций (рис. 5-3,*в*) *0ab1*, *1bc2*, *2cd3* и т. д. При нагрузках, заданных полными мощностями, площадь графика равна:

$$\int_0^T S^2 dT = \frac{(S_0^2 + S_1^2)T}{2n} + \frac{(S_1^2 + S_2^2)T}{2n} +$$

$$+ \ldots + \frac{(S_9^2 + S_{10}^2)T}{2n} = \frac{T}{2n}[S_0^2 + S_{10}^2 +$$

$$+ 2(S_1^2 + S_2^2 + \ldots + S_9^2)]. \quad (5\text{-}9)$$

Поскольку вычисления по (5-9) практически требуют столько же времени, как и по (5-8), предпочтение следует отдать последней формуле.

Зная величины $\int_0^T I^2 dT$ или $\int_0^T S^2 dT$, находят потери электроэнергии в сети по (5-7).

Потери энергии в линии определяются без построения графика квадратичных нагрузок. Все необходимые величины, входящие в (5-9), находятся по графику нагрузок на рис. 5-3,*а*.

При ступенчатом графике нагру-

зок (рис. 5-4) потери электроэнергии в линии равны:

$$\Delta A = [S_1^2(t_1 + t_5) + S_2^2 t_2 + S_3^2 t_3 + S_4^2 t_4]\frac{R}{U_н^2}. \qquad (5\text{-}10)$$

Для подсчета потерь электроэнергии в линии за год по суточным графикам нагрузок нужно иметь ряд типовых графиков за зимние, летние, осенние и весенние сутки. Потери энергии в год составят:

$$\Delta A = \Delta A_1 n_1 + \Delta A_2 n_2 + \ldots + \Delta A_k n_k, \qquad (5\text{-}11)$$

где ΔA_1, $\Delta A_2 \ldots$ — потери энергии за зимние, летние сутки и т. д.;

n_1, $n_2 \ldots$ — числа дней в году работы по графикам зимних, летних суток и т. д.

При наличии годового графика нагрузок по продолжительности определять потери энергии в линии за год целесообразнее по нему, а не по суточным графикам нагрузок; значительно сокращается число арифметических действий.

Уравнение (5-7) можно записать в виде:

$$3R\int_0^T I^2 dT = 3RI_{ср.кв}^2 T$$

и

$$\frac{R}{U^2}\int_0^T S^2 dT = \frac{R}{U^2} S_{ср.кв}^2 T,$$

т. е. выразить потери электроэнергии через $I_{ср.кв}$ и $S_{ср.кв}$ — среднеквадратичные ток или мощность за время T:

$$I_{ср.кв} = \sqrt{\frac{\int_0^T I^2 dT}{T}}$$

и

$$S_{ср.кв} = \sqrt{\frac{\int_0^T S^2 dT}{T}}.$$

Среднеквадратичный ток (мощность) представляет собой, следовательно, неизменный по величине ток, который, проходя по линии в течение промежутка времени T, вызовет в линии те же потери энергии, что и действительный ток нагрузки.

В линии с несколькими нагрузками потери энергии находятся суммированием потерь электроэнергии на отдельных участках сети.

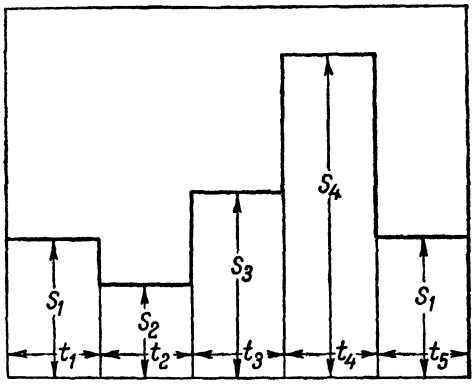


Рис. 5-4. Ступенчатый график нагрузок.

5-5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ВРЕМЕНИ ПОТЕРЬ

При проектировании сетей электрических систем подсчет потерь электроэнергии по графикам нагрузок в большинстве случаев невозможен из-за отсутствия соответствующих графиков. Потери энергии находятся по времени наибольших потерь мощности τ, называемому сокращенно временем потерь. Последнее равно числу часов, за которое при передаче энергии с наибольшей нагрузкой $S_{нб}$ ($I_{нб}$) потери энергии в линии будут равны действительным потерям энергии в ней в течение года[1].

Из определения τ следует, что потери энергии за год составят:

$$\left.\begin{aligned} \Delta A &= 3I_{нб}^2 R\tau \\ \text{и} \quad \Delta A &= \frac{S_{нб}^2}{U_н^2} R\tau. \end{aligned}\right\} \qquad (5\text{-}12)$$

Рассмотрим, как находится время потерь τ.

[1] В некоторых случаях, например при анализах потерь энергии в городских сетях, время наибольших потерь мощности относится не к году, а к 1 месяцу.

Каждая группа потребителей — освещение, машиностроительные заводы, текстильные фабрики, шахты и т. д. — имеют свои характерные суточные и годовые графики нагрузок. Нагрузки отдельных подстанций и линий сети, складывающиеся из нагрузок потребителей, также имеют характерные графики, изменяющие очертания в зависимости от сочетаний групп потребителей и удельного веса их в суммарной нагрузке.

Примерно одинаковое очертание графиков нагрузок каждой группы потребителей позволяет характеризовать их работу продолжительностью использования наибольшей нагрузки $T_{нб}$. Величина $T_{нб}$ — число часов, при котором потребитель, работая постоянно с наибольшей активной нагрузкой $P_{нб}$, возьмет из сети энергию, равную действительно полученной им за промежуток времени T. Последний принимается равным 1 году, т. е. 8760 *ч*.

Средние значения $T_{нб}$ для разных групп потребителей приведены в табл. 5-1.

Таблица 5-1

Продолжительность использования активных нагрузок в течение года, *ч*

Группы потребителей	$T_{нб}$
Бытовая нагрузка городов и поселков	2 000—3 000
Промышленные предприятия, работающие:	
в одну смену	1 500—2 200
„ две смены	3 000—4 500
„ три „	5 000—7 000

Определение времени наибольших потерь мощности производится по графикам нагрузок отдельных групп потребителей. Пользуясь годовым графиком нагрузок, находят методом, указанным в предыдущем параграфе, величину

$$\int_0^T S^2 dT = S_{нб}^2 \tau.$$

Из последнего уравнения имеем:

$$\tau = \frac{\int_0^T S^2 dT}{S_{нб}^2}. \qquad (5\text{-}13)$$

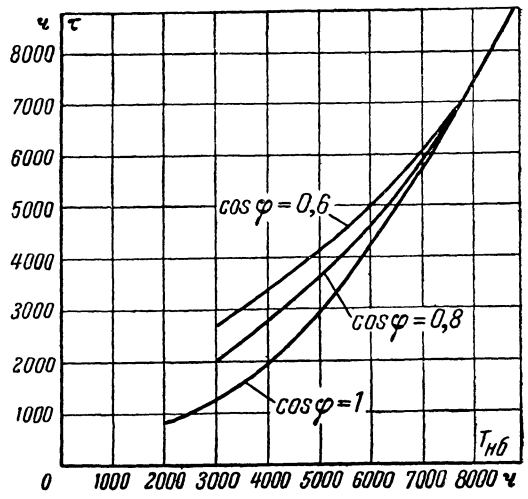


Рис. 5-5. Зависимость времени потерь от продолжительности использования наибольших нагрузок и $\cos\varphi$ потребителей.

Беря графики нагрузок для разных значений $T_{нб}$, находят соответствующие τ; результаты расчетов представляют в табличной форме или в виде кривых зависимости τ от $T_{нб}$.

Кривые $\tau = f(T_{нб})$ для разных коэффициентов мощности нагрузки приведены на рис. 5-5 [Л. 15]. Кривые даны для нагрузок с $\cos\varphi = 0{,}6$; 0,8 и 1. Для других значений коэффициента мощности τ находится интерполяцией. Пользование кривой $\tau = f(T_{нб})$, при построении которой не учтено влияние коэффициента мощности потребителей, приводит в ряде случаев к значительным ошибкам.

В линии с несколькими нагрузками (рис. 5-6) потери энергии находятся суммированием потерь энергии на отдельных участках сети:

$$\Delta A = \left(\frac{S_3''}{U_d}\right)^2 r_3\tau_3 + \left(\frac{S_2''}{U_c}\right)^2 r_2\tau_2 + \left(\frac{S_1''}{U_b}\right)^3 r_1\tau_1.$$

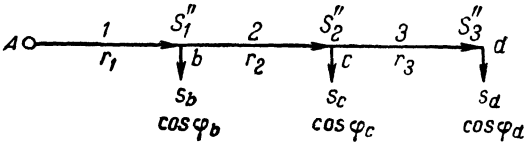


Рис. 5-6. Линия сети с нагрузками, имеющими разные коэффициенты мощности и продолжительности использования наибольших нагрузок.

Времена наибольших потерь мощности $\tau_1 - \tau_3$ находят для каждого участка сети.

При большом числе нагрузок с разными коэффициентами мощности и разными продолжительностями использования наибольших нагрузок в инженерных расчетах время потерь находится по средневзвешенным значениям этих величин.

Средневзвешенный коэффициент мощности нагрузок

$$\cos\varphi_{ср.вз} = \frac{S_1\cos\varphi_1 + S_2\cos\varphi_2 + \ldots + S_n\cos\varphi_n}{S_1 + S_2 + \ldots + S_n}.$$

Средневзвешенная продолжительность использования наибольшей нагрузки

$$T_{ср.вз} = \frac{P_{1нб}T_{1нб} + P_{2нб}T_{2нб} + \ldots + P_{nнб}T_{nнб}}{P_{1нб} + P_{2нб} + \ldots + P_{nнб}}.$$

По средневзвешенным величинам $\cos\varphi_{ср.вз}$ и $T_{ср.вз}$ находят $\tau_{ср.вз}$, а затем и потери энергии в сети, принимая это время потерь одинаковым для всех участков сети.

Определение потерь электроэнергии рассмотренным методом возможно только в линиях с проводами из цветного металла. Для линий со стальными проводами нужно учесть изменение активного сопротивления проводов с изменением тока нагрузки.

В разветвленных и развитых сетях с большим числом нагрузок и линий потери энергии в ряде случаев находятся специальными приближенными методами [Л. 16]. Приближенные методы основаны на изложенных выше положениях.

5-6. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

Потери мощности в трансформаторах можно разделить на две части: не зависящие и зависящие от их нагрузки.

Потери в стали трансформаторов принимаются при расчетах сетей зависящими только от их мощности и напряжения. Потери активной мощности в стали трансформатора $\Delta P_{ст}$, как уже указывалось, приравниваются потерям холостого хода $\Delta P_{х.х}$, а потери реактивной мощности в стали $\Delta Q_{ст}$ принимаются равными намагничивающей мощности холостого хода трансформатора.

Потери активной мощности в обмотках трансформатора $\Delta P_{м.н}$ при номинальной нагрузке приравниваются потерям короткого замыкания $\Delta P_{к.з}$, а потери реактивной мощности в обмотках $\Delta Q_{м.н}$ при той же нагрузке — потерям рассеяния магнитного потока:

$$\Delta Q_{м.н} = \frac{u_р\% S_н}{100}, \qquad (6\text{-}14)$$

где $u_р\%$ — реактивное падение напряжения в обмотках трансформатора.

Для мощных трансформаторов, у которых активное сопротивление значительно меньше реактивного, потери реактивной мощности в обмотках трансформатора при номинальной нагрузке определяются по напряжению короткого замыкания:

$$\Delta Q_{м.н} = \frac{u_{к.з}\% S_н}{100}. \qquad (5\text{-}15)$$

Потери в трансформаторе с номинальной мощностью $S_н$ при нагрузке S составят:

активной мощности

$$\Delta P_{ст} = \Delta P_{х.х}; \qquad (5\text{-}16)$$

$$\Delta P_м = \Delta P_{м.н}\left(\frac{S}{S_н}\right)^2, \qquad (5\text{-}17)$$

или

$$\Delta P_м = \frac{S^2}{U^2}R_т; \qquad (5\text{-}18)$$

реактивной мощности

$$\Delta Q_{ст} = \frac{I_{х.х}\% S_н}{100}; \qquad (5\text{-}19)$$

$$\Delta Q_м = \Delta Q_{м.н}\left(\frac{S}{S_н}\right)^2, \qquad (5\text{-}20)$$

или

$$\Delta Q_м = \frac{S^2}{U^2}x_т. \qquad (5\text{-}21)$$

Формулы (5-17) и (5-20) получены в предположении, что на зажимах первичного напряжения трансформаторов при всех нагрузках поддерживается номинальное напряжение. Формулы

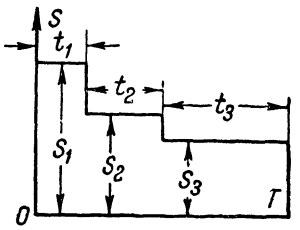


Рис. 5-7. Ступенчатый график полных нагрузок по продолжительности.

(5-18) и (5-21) дают возможность определить потери мощности в обмотках трансформаторов при любых значениях напряжений U, подведенных к трансформаторам. Результаты по (5-18) и (5-21) при подстановке в них номинального напряжения получаются одинаковыми с результатами по (5-17) и (5-20).

Потери электроэнергии в трансформаторе, включенном в сеть в течение всего года, равны:

$$\Delta A = \Delta P_{ст} T + \Delta P_{м} \tau, \qquad (5\text{-}22)$$

где $T = 8\,760$ *ч*.

Потери энергии в обмотках можно определять и по графикам нагрузок. Методика подсчета потерь электроэнергии в обмотках трансформаторов зависит от исходных данных.

Выразим потери энергии в n трансформаторах равной мощности $S_н$, работающих параллельно, часть которых периодически отключается. Нагрузка подстанции дана ступенчатым графиком по продолжительности, изображенным на рис. 5-7.

Предполагая, что к зажимам трансформаторов все время подводится номинальное напряжение, можно написать, что потери энергии в них равны:

$$\Delta A = n_1 \Delta P_{ст} t_1 + n_2 \Delta P_{ст} t_2 + n_3 \Delta P_{ст} t_3 + $$
$$+ n_1 \Delta P_{м.н} \left(\frac{S_1}{n_1 S_м} \right)^2 t_1 + $$
$$+ n_2 \Delta P_{м.н} \left(\frac{S_2}{n_2 S_н} \right)^2 t_2 + $$
$$+ n_3 \Delta P_{м.н} \left(\frac{S_3}{n_3 S_н} \right)^2 t_3,$$

или

$$\Delta A = \Delta P_{ст} (n_1 t_1 + n_2 t_2 + n_3 t_3) + $$
$$+ \Delta P_{м.н} \left[\frac{t_1}{n_1} \left(\frac{S_1}{S_н} \right)^2 + \right.$$
$$\left. + \frac{t_2}{n_2} \left(\frac{S_2}{S_н} \right)^2 + \frac{t_3}{n_3} \left(\frac{S_3}{S_н} \right)^2 \right]. \qquad (5\text{-}23)$$

В последней формуле

n_1, n_2 и n_3 — число трансформаторов, включенных в течение t_1, t_2 и t_3 *ч*;

S_1, S_2 и S_3 — полные нагрузки подстанции в течение t_1, t_2 и t_3 *ч*.

Формула (5-23) используется во всех случаях, когда потери энергии определяются по номинальному напряжению сети $U_н$. При необходимости потери энергии в обмотках трансформаторов можно найти по действительным напряжениям на выводах трансформаторов.

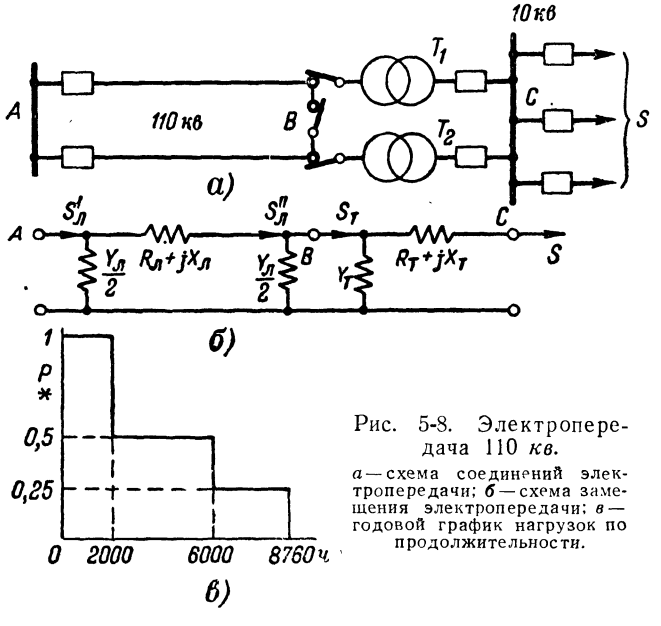


Рис. 5-8. Электропередача 110 *кв*.

а — схема соединений электропередачи; *б* — схема замещения электропередачи; *в* — годовой график нагрузок по продолжительности.

В случаях параллельной работы трансформаторов разной мощности необходимо предварительно найти распределение нагрузки между ними, Для трансформаторов, имеющих равные напряжения короткого замыкания, распределение нагрузки между ними можно принять пропорциональным их номинальным мощностям.

Пример 5-1. На районной подстанции, к которой подходят

две линии 110 *кв*, установлены два трансформатора: T_1 и T_2 мощностью по 31,5 *Мва* каждый (рис. 5-8,*а*). На линиях подвешены сталеалюминневые провода АС-185. Длина электропередачи 100 *км*.

Схема замещения электропередачи, принимаемая при дальнейших расчетах, изображена на рис. 5-8,*б*.

Наибольшая нагрузка подстанции на шинах вторичного напряжения (10 *кв*) составляет 40 *Мвт* при коэффициенте мощности 0,8, неизменном во все время работы.

Годовой график нагрузок про продолжительности в относительных единицах дан на рис. 5-8,*в*. При работе с нагрузками 0,5 *P* и ниже один из трансформаторов для уменьшения потерь в них отключается.

Определить стоимость потерянной электроэнергии в сети (в линиях и трансформаторах) за год и стоимость дополнительной мощности на электростанциях системы, необходимой для покрытия потерь мощности в сети. Стоимость 1 *квт*, установленного на станциях, 1 100 руб. Стоимость 1 *квт·ч* потерянной энергии 8 коп.

Сопоставить экономические показатели сети при коэффициентах мощности нагрузки 0,7 и 0,8.

Найдем экономические показатели сети при $\cos\varphi=0{,}8$.

Потери мощности в одном трансформаторе при загрузке его до номинальной мощности составляют (см. приложение 7):

$$\Delta P_{\text{м.н}} = 200 \text{ квт}; \quad \Delta P_{\text{ст}} = 86 \text{ квт};$$

$$\Delta Q_{\text{м.н}}\% = 10{,}5\%; \quad \Delta Q_{\text{ст}}\% = 2{,}7\%.$$

1. Потери мощности в трансформаторах и линиях сети при наибольшей нагрузке.

Потери мощности в трансформаторах: активной мощности

$$\Delta P_{\text{т}} = n\Delta P_{\text{ст}} + \frac{\Delta P_{\text{м.н}}}{n}\left(\frac{S}{S_{\text{н}}}\right)^2 =$$

$$= 2\cdot 86 + \frac{200}{2}\left(\frac{50}{31{,}5}\right)^2 = 172 + 252 = 424 \text{ квт};$$

реактивной мощности

$$\Delta Q_{\text{т}} = n\frac{\Delta Q_{\text{ст}}\%\, S_{\text{н}}}{100} + \frac{\Delta Q_{\text{м.н}}\%\, S^2}{nS_{\text{н}}\cdot 100} =$$

$$= 2\cdot\frac{2{,}7\cdot 31\,500}{100} + \frac{10{,}5\cdot 50\,000^2}{2\cdot 31\,500\cdot 100} =$$

$$= 5\,900 \text{ квар}.$$

Мощность $S_{\text{т}}$ (рис. 5-8,*б*). подводимая к трансформаторам,

$$S_{\text{т}} = S + \Delta S_{\text{т}} = 40 - j30 + 0{,}42 - j5{,}9 =$$

$$= 40{,}42 - j35{,}9 \text{ Мва}.$$

При проводимости одной линии

$$b_0 = 2{,}82\cdot 10^{-6}\ \frac{1}{\text{ом}\cdot\text{км}}$$

реактивная мощность, генерируемая в конце линии (П-образная схема замещения) составит:

$$\Delta Q_{\text{с}} = 2\frac{b_0 l}{2}U^2 = 2\frac{2{,}82\cdot 10^{-6}\cdot 100}{2}\times$$

$$\times\, 110^2 \approx 3\,400 \text{ квар}.$$

Мощность $S''_{\text{л}}$ в конце линий сети

$$S''_{\text{л}} = S_{\text{т}} + j\Delta Q_{\text{с}} = 40{,}42 - j35{,}9 +$$

$$+ j3{,}4 = 40{,}42 - j32{,}5 \text{ Мва}.$$

Потери активной мощности в линии при активном сопротивлении провода $r_0 = 0{,}17$ *ом/км* определятся равными

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{(P''_{\text{л}})^2 + (Q''_{\text{л}})^2}{U_{\text{н}}^2} R_{\text{л}} =$$

$$= \frac{40{,}42^2 + 32{,}5^2}{110^2}\cdot\frac{0{,}17\cdot 100}{2}\cdot 10^3 =$$

$$= 1\,890 \text{ квт}.$$

2. Потери мощности в электропередаче при нагрузке 0,5*P*.

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{т}} = 86 + 200\left(\frac{25}{31{,}5}\right)^2 = 212 \text{ квт};$$

$$\Delta Q_{\text{т}} = \frac{2{,}7\cdot 31\,500}{100} +$$

$$+ \frac{10{,}5\cdot 25\,000^2}{31\,500\cdot 100} = 2\,930 \text{ квар}.$$

Мощность $S''_{\text{л}}$ в конце линий

$$S''_{\text{л}} = 20 - j15 + 0{,}21 - j2{,}93 +$$

$$+ j3{,}4 = 20{,}21 - j14{,}53 \text{ Мва}.$$

Потери активной мощности в линиях сети

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{20{,}21^2 + 14{,}53^2}{110^2}\cdot\frac{0{,}17\cdot 100}{2}\ 10^3 =$$

$$= 435 \text{ квт}.$$

3. Аналогичными расчетами найдем потери мощности при нагрузке 0,25*P*:

$$\Delta P_{\text{т}} = 118 \text{ квт} \text{ и } \Delta P_{\text{л}} = 133 \text{ квт}.$$

Суммарные потери активной мощности в электропередаче при наибольшей нагрузке

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{т}} + \Delta P_{\text{л}} = 424 + 1\,890 \approx 2\,310 \text{ квт}.$$

Стоимость дополнительной мощности на электростанциях системы

$$K_{\text{эс}} = \Delta P_{\Sigma} k^0_{\text{эс}} = 2\,310\cdot 1\,100 = 2\,541\,000 \text{ руб}.$$

Потери электроэнергии в трансформаторах в течение года

$$\Delta A_{\text{т}} = 2\cdot 86\cdot 2\,000 + 86\cdot 6\,760 +$$

$$+ 252\cdot 2\,000 + 126\cdot 4\,000 + 32\cdot 2\,760 =$$

$$= 2\,021\,000 \text{ квт·ч}.$$

Потери электроэнергии в линиях сети в течение года

$$\Delta A_{л} = 1\,890 \cdot 2\,000 + 435 \cdot 4\,000 + \\ + 133 \cdot 2\,760 = 5\,890\,000 \ квт \cdot ч.$$

Стоимость потерянной энергии в электропередаче за 1 год

$$И_{А} = \Delta A \beta = (2\,023\,000 + 5\,890\,000) \times \\ \times 0{,}08 \approx 632\,000 \text{ руб.}$$

Полученные результаты и результаты аналогичных расчетов электропередачи при коэффициенте мощности нагрузки, равном 0,7, приведены в табл. 5-2.

Таблица 5-2

Технико-экономические показатели электропередачи

Коэффициент мощности нагрузки	ΔP_{Σ}, *квт*	ΔA_{Σ}, млн. *квт·ч*	$K_{эс}$ млн. руб.	$И_{А}$, тыс. руб.
0,8	2 310	7,9	2,54	632
0,7	3 040	10,36	3,34	829

Сопоставляя результаты расчетов, видим, что при cos φ=0,7 затраты на установленную мощность на электростанциях увеличиваются на 800 тыс. руб. Капитальные затраты на дополнительную установленную мощность на электростанциях и стоимость потерянной электроэнергии в электропередаче возрастают примерно на 30%.

Полученный результат позволяет сделать вывод, что улучшению коэффициента мощности нагрузок нужно уделять большое внимание. Повышение коэффициента мощности у потребителей в ряде случаев приводит к значительному улучшению технико-экономических показателей электрических систем.

5-7. РАСХОДЫ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕТИ

Расходы по эксплуатации электрической сети складываются из следующих составляющих:

1. Отчисления на амортизацию оборудования сети.

2. Расходы на текущий ремонт и обслуживание сети.

3. Стоимость потерянной электроэнергии в сети.

Рассмотрим каждую из этих составляющих эксплуатационных расходов в отдельности.

1. Отчисления на амортизацию оборудования сети. Во время работы сети оборудование ее постепенно изнашивается — приходит в негодность и потому должно заменяться периодически новым. В электрических системах, в которых используются разные материалы и оборудование, отдельные части сетевого хозяйства служат разное время. Например: линейные подвесные изоляторы — 8—12 лет, стойки деревянных опор, не пропитанные антисептиками, — 3—7 лет, пропитанные антисептиками — 15—30 и более лет, голые провода и металлические опоры — в течение всего времени эксплуатации линий и т. д.

Замена износившегося оборудования требует определенных затрат. Для устранения затруднений, связанных с выделением больших сумм на приобретение нового оборудования, ежегодно производятся отчисления в фонд амортизации. Эти отчисления устанавливаются из расчета, чтобы ко времени замены оборудования накопились необходимые средства.

При исчислении амортизационных расходов принимается во внимание не только физический, но и моральный износ оборудования. Необходимость учета морального износа можно иллюстрировать на примере воздушной линии на металлических опорах. Эксплуатация таких линий показывает, что опоры и провода могут работать 40—50 и более лет; смене подлежат только изоляторы линии, имеющие срок службы около 10 лет. Однако при определении амортизационных расходов нельзя исходить из срока службы опор и проводов, т. е. 40—50 лет. При быстром развитии народного хозяйства СССР невозможно предположить, что через 40—50 лет отдельные линии электрической сети будут иметь то же значение, что и в начальный период их существования. За этот период сеть подвергнется коренной реконструкции, и почти все линии, не устаревшие физически, придется подвергнуть серьезным переделкам.

Еще более ярким примером необходимости учета морального износа являются линии на торфоразработках и т. п. Выработка торфяного массива происходит значительно быстрее, чем износ оборудования.

При определении амортизационных расходов нужно учесть, что часть оборудования после окончания срока службы линии может быть использо-

вана на других линиях, т. е. часть затраченных средств будет возвращена. Например, провода воздушных линий можно использовать на других линиях; медь, алюминий и свинец кабелей представляют ценность как цветные металлы и т. д. Часть стоимости сооружения, которая возвращается после демонтажа, называется возвратными суммами.

Отчисления в фонд амортизации выражаются обычно в процентах затрат на сооружение сети.

Данные о величине ежегодных расходов на амортизацию оборудования электрических сетей приведены в табл. 5-3.

2. Расходы на текущий ремонт и обслуживание сети. Во время эксплуатации сети производится текущий ремонт оборудования, позволяющий поддерживать сеть в состоянии, обеспечивающем надежность и экономичность ее работы. Примерами текущих ремонтов могут служить: исправление поврежденного участка кабеля, сращивание оборванного провода воздушной линии, окраска металлических опор, смена случайно разбитых изоляторов и т. д.

К этой же группе нужно отнести и расходы, связанные с проведением периодических осмотров и профилактических испытаний. Для выявления подлежащих замене бревен деревянных опор производятся периодические обходы линии с обследованием состояния древесины. Для повышения надежности электроснабжения кабели периодически подвергаются испытаниям повышенным напряжением — поврежденные участки кабелей заменяются. Производится замер сопротивлений соединительных зажимов воздушных линий и т. д. Все эти работы требуют затраты денежных средств.

Подчеркнем, что расходы на капитальный ремонт, в результате которого происходит возобновление оборудования, производятся из фонда амортизации. Примером капитального ремонта может служить смена бревен деревянных опор — происходит замена износившихся деталей новыми.

Эксплуатация сети требует постоянного надзора, производства разных переключений в сети, связанных с режимами работы электрической системы, регулировки аппаратов, поддержания связи между отдельными пунктами системы и т. д. Для этого необходимы работники разных квалификаций: рабочие, монтеры, техники, инженеры и административно-хозяйственный персонал.

Кроме того, для обслуживания сети нужны транспортные средства, жилые дома, подсобные сооружения и т. д.

Расходы по ремонту и обслуживанию сети определяются соответствующими сметами. При проектных работах они обычно определяются в процентах затрат на сооружение сети (табл. 5-3).

Таблица 5-3

Отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание в процентах полной стоимости сооружения

Наименование сооружений	Амортизация	Текущий ремонт и обслуживание	Всего
Воздушные линии на деревянных опорах	7	3	10
То же на металлических и железобетонных опорах . . .	3	1	4
Кабельные линии . . .	3	2	5
Подстанции	6	2—4	8—10

Примечания: 1. Для воздушных линий на деревянных опорах из хорошо пропитанного антисептиками леса отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание линии могут приниматься 8%.

2. Приведенные величины отчислений для подстанций относятся к подстанциям с обслуживающим персоналом. Большая цифра относится к подстанциям мощностью до 31,5 *Мва*.

3. Стоимость потерянной электроэнергии в сети. Потери электроэнергии в мощных электрических системах достигают сотен миллионов киловатт-часов. В электрических сетях небольших городов теряется несколько миллионов киловатт-часов. Стоимость потерянной энергии в электрических сетях исчисляется десятками тысяч — десятками миллионов рублей и потому должна учитываться как одна из составляющих эксплуатационных расходов.

В электрических сетях происходит потеря полноценной продукции, выработанной на электростанциях, и потому потерянная в них энергия должна оцениваться не по себестоимости, а по

полной стоимости потерянного киловатт-часа. Определение себестоимости и стоимости потерянной электроэнергии рассмотрено ниже.

Полные эксплуатационные расходы по сети в течение 1 года составят:

$$И_{\Sigma} = \alpha_{э} K_{с} + И_{А}, \qquad (5\text{-}24)$$

где $K_{с}$ — расходы на сооружение сети;

$\alpha_{э}$ — отчисления на ремонт, амортизацию и обслуживание сети в относительных единицах;

$И_{А}$ — стоимость потерянной электроэнергии в сети.

Деля $И_{\Sigma}$ на количество энергии A, полученной потребителями, найдем себестоимость передачи по сети 1 *квт·ч* энергии, равную:

$$\beta_{п} = \frac{N_{\Sigma}}{A}. \qquad (5\text{-}25)$$

Эта величина является одним из основных технико-экономических показателей электрических сетей.

5-8. СЕБЕСТОИМОСТЬ ПОТЕРЯННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ

Остановимся вначале на влиянии продолжительности использования наибольшей нагрузки потребителя на себестоимость электроэнергии на электрических станциях [Л. 17].

На фабриках и заводах себестоимость единицы выработанного продукта является постоянной величиной. Себестоимость 1 *квт·ч*, отпущенного с одной и той же электростанции потребителям с разными продолжительностями использования наибольшей нагрузки, колеблется в широких пределах.

Себестоимость всей выработанной на станции электроэнергии слагается из всех годовых расходов; средняя себестоимость 1 *квт·ч* составит:

$$\beta = \frac{И_{\Sigma}}{A_{\Sigma}},$$

где $И_{\Sigma}$ — суммарные ежегодные издержки;

A_{Σ} — количество выработанной электроэнергии за год.

Приближенно ежегодные расходы электростанции можно разделить на две группы:

1-я группа — чисто эксплуатационные расходы, зависящие от количества выработанной электроэнергии и ложащиеся постоянной величиной на каждый киловатт-час выработанной электроэнергии. К этой группе расходов относятся стоимость топлива, смазки, воды и т. д.

2-я группа — расходы практически не зависящие от количества выработанной электростанцией электроэнергии. К ней относятся отчисления на амортизацию и ремонт оборудования и зданий, оплату персонала и т. д. Эти расходы могут быть выражены в процентах капитальных затрат на сооружение электростанции и ложатся некоторой постоянной величиной на каждый установленный киловатт мощности на станции. Расходы этой группы, отнесенные на киловатт-час выработанной энергии, зависят от условий эксплуатации станции.

Предположим, что энергосистема с установленной мощностью $P_{у}$ *квт* выработала в год электроэнергии A *квт·ч*. Расходы первой группы в год составляют B руб., а второй — C руб. Себестоимость каждого выработанного киловатт-часа определится равной:

$$\beta = \frac{B}{A} + \frac{C}{A}.$$

Примем расходы первой группы, отнесенные к 1 *квт·ч* электроэнергии, равными b. Выражая выработанную электроэнергию через установленную мощность $P_{у}$ и продолжительность использования установленной мощности $T_{у}$, можно предыдущее уравнение представить в виде:

$$\beta = \frac{bA}{A} + \frac{C}{P_{у} T_{у}}.$$

Обозначая расходы второй группы, отнесенные к 1 *квт* установленной мощности,

$$c = \frac{C}{P_{у}},$$

получим, что себестоимость 1 *квт·ч*

электроэнергии выражается уравнением

$$\beta = b + \frac{c}{T_{у}}. \qquad (5\text{-}26)$$

При определении себестоимости электроэнергии для разных потребителей известна продолжительность использования их наибольшей нагрузки $T_{нб}$, а не установленной мощности $T_{у}$ для данного потребителя. Установленная мощность в энергосистеме должна быть больше нагрузки потребителя на величину коэффициента резерва $k_{р}$, принимаемого равным 1,15 — 1,20 [Л. 18]. Следовательно, в (5-26) можно заменить

$$T_{у} = \frac{T_{нб}}{k_{р}}.$$

Если наибольшая нагрузка $P_{нб}$ потребителя не совпадает с наибольшей нагрузкой системы, то $T_{нб}$ нужно отнести к нагрузке потребителя P, наблюдаемой при максимуме нагрузки системы. Нагрузка P меньше $P_{нб}$ и может быть найдена с помощью коэффициента участия в максимуме системы $k_{м}$, равного:

$$k_{м} = \frac{P}{P_{нб}}.$$

Следовательно, продолжительность использования установленной мощности при вычислении себестоимости электроэнергии для потребителей, наибольшая нагрузка которых не попадает в максимум нагрузки энергосистемы, составит:

$$T_{у} = \frac{T_{нб}}{k_{р}k_{м}}.$$

Подставляя это значение $T_{у}$ в (5-26), получим:

$$\beta = b + k_{р}k_{м}\frac{c}{T_{нб}}. \qquad (5\text{-}27)$$

Полученные уравнения показывают, что себестоимость электроэнергии, выработанной в системе, зависит от продолжительности использования наибольшей нагрузки $T_{нб}$. Поскольку b, c, $k_{р}$ и $k_{м}$ являются постоянными величинами, уравнение (5-27) является уравнением равносторонней гиперболы, асимптотами которой служат ось ординат и прямая, проведенная параллельно оси абсцисс на расстоянии b от нее (рис. 5-9).

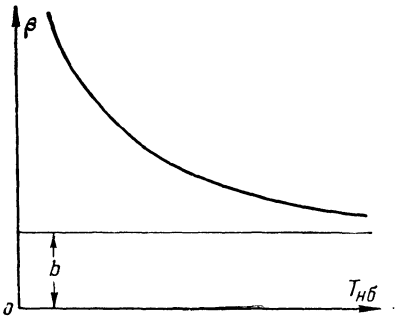


Рис. 5-9. Зависимость себестоимости электроэнергии от продолжительности использования наибольших нагрузок.

Себестоимость 1 *квт·ч* с увеличением продолжительности использования наибольшей нагрузки уменьшается, приближаясь к величине b, представляющей собой прямые эксплуатационные расходы на 1 *квт·ч*.

Энергосистемы снабжают электроэнергией потребителей с разными продолжительностями использования наибольших нагрузок $T'_{нб}$, $T''_{нб}$ и т. д.; себестоимость электроэнергии, выработанной для каждого из этих потребителей, составит:

$$\beta_{1} = b + k_{р}k_{м}\frac{c}{T'_{нб}};$$

$$\beta_{2} = b + k_{р}k_{м}\frac{c}{T''_{нб}},$$

т. е. будет неодинаковой.

Найдем зависимость между себестоимостями электроэнергии, выработанной энергосистемой для потребителей (фабрики, заводы и т. д.) и выработанной для покрытия потерь электроэнергии в сети.

Проанализируем этот вопрос на простейшей электропередаче (рис. 5-10), состоящей из линии *Л* и понизительного трансформатора *Т*. На шинах вторичного напряжения подстанции приложена нагрузка *S*.

Предположим, что график полных нагрузок потребителя имеет вид, представленный на рис. 5-10,*б*. Пользуясь этим графиком нагрузок, постро-

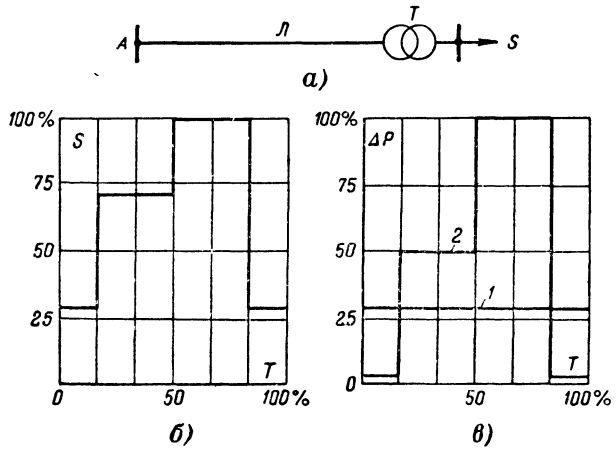


Рис. 5-10. Потери мощности и энергии в сети.
а — схема сети; *б* — график нагрузок сети; *в* — график потерь мощности в сети.

им график потерь мощности в электропередаче.

Потери мощности в стали трансформаторов, принимаемые не зависящими от нагрузки подстанции, изобразятся на графике потерь мощности прямой *1* (рис. 5-10,*в*), параллельной оси абсцисс. Потери мощности в линии *Л* и обмотках трансформатора пропорциональны квадрату нагрузки (S^2). График этих потерь мощности (ломаная линия *2*) будет иметь очертание, соответствующее графику квадратичных нагрузок, т. е. иметь более пиковый характер.

Полнота графиков потерь мощности, как указывалось выше, характеризуется временем наибольших потерь мощности τ. Поскольку график потерь мощности в стали машин отличается от графика потерь мощности в линии и обмотках машин, времена потерь должны быть определены для каждого из этих графиков отдельно:

$\tau_м$ — время потерь в линиях и обмотках машин;

$\tau_{ст}$ — то же в стали электрических машин.

Сравнивая графики на рис. 5-10,*б* и *в*, можно утверждать, что продолжительность использования наибольшей нагрузки $T_{нб}$ потребителя меньше, чем время потерь $\tau_{ст}$ в стали трансформаторов. Для рассматриваемых графиков

$$T_{нб} = 0{,}67T \text{ и } \tau_{ст} = T,$$

где T — полное время работы потребителя по графику.

В случаях, когда на подстанции установлены два-три трансформатора, часть из которых при снижении нагрузки отключается, время потерь в стали трансформаторов меньше T.

Время потерь $\tau_м$ в линии и обмотках трансформаторов меньше продолжительности использования наибольших нагрузок $T_{нб}$ потребителя.

Рассматривая потери мощности в электропередаче как одного из потребителей электроэнергии, на основании (5-27) определим, что себестоимость электроэнергии равна:

1) выработанной для потребителя

$$\beta_1 = b + k_р k_м \frac{c}{T_{нб}};$$

2) выработанной для покрытия потерь электроэнергии в стали машин

$$\beta_2 = b + k_р k_м \frac{c}{\tau_{ст}};$$

3) выработанной для покрытия потерь электроэнергии в линиях и обмотках машин

$$\beta_3 = b + k_р k_м \frac{c}{\tau_м}.$$

При

$$\tau_м < T_{нб} < \tau_{ст}$$

получаем:

$$\beta_3 > \beta_1 > \beta_2.$$

Себестоимости электроэнергии, выработанной в системе для потребителей и для покрытия потерь электроэнергии, различны. Наибольшую себестоимость имеет электроэнергия, идущая на покрытие потерь энергии в линиях сети и обмотках машин.

Примем для энергосистемы:

1. Эксплуатационные расходы первой группы, т. е. близкие к стоимости топливной составляющей киловатт-часа, равными 4 *коп/квт·ч*.

2. Расходы второй группы, отнесенные к 1 *квт* установленной мощности, 150 руб.

3. Коэффициент резерва 1,15.

4. Коэффициент попадания в максимум нагрузки 1.

Себестоимость электроэнергии в этой системе составит:

1) для потребителей системы с продолжительностью использования наибольшей нагрузки 4 500 *ч/год* $\beta_1 = 7{,}84$ *коп/квт · ч*;

2) для покрытия потерь энергии в стали машин, предполагая, что все машины включены все время, $\beta_2 = 5{,}97$ *коп/квт · ч*;

3) для покрытия потерь энергии в линиях сети и обмотках машин $\beta_3 = 9{,}75$ *коп/квт · ч*.

В заключение укажем, что при перспективном проектировании стоимость потерянной энергии в системе часто находят по средней себестоимости потерянной электроэнергии; себестоимость потерянной электроэнергии в стали и обмотках машин и в линиях сети принимается одинаковой.

При выборе мощности трансформаторов на подстанциях себестоимость потерянной электроэнергии в стали целесообразно брать отличной от себестоимости потерянной электроэнергии в их обмотках.

Себестоимость потерянной электроэнергии при технико-экономических расчетах электрических сетей следует принимать равной средней себестоимости потерянной электроэнергии в мощных энергосистемах Советского Союза. Принятие разной себестоимости потерянной электроэнергии для разных систем привело бы к неправильному использованию цветного металла проводов. В сети, получающие электроэнергию от маломощных станций, вкладывалось бы относительно больше цветного металла, чем в сети мощных энергосистем, что экономически нецелесообразно.

5-9. МЕТОДИКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Эффективность капиталовложений в строительство сетей, станций и т. д. оценивается сроком окупаемости T [Л. 19] — сроком, во сколько лет будут возвращены дополнительные капиталовложения $(K_{1\Sigma} - K_{2\Sigma})$ экономией эксплуатационных расходов $(И_{2\Sigma} - И_{1\Sigma})$:

$$T = \frac{K_{1\Sigma} - K_{2\Sigma}}{И_{2\Sigma} - И_{1\Sigma}}, \qquad (5\text{-}28)$$

где $K_{1\Sigma}$ и $И_{1\Sigma}$ — суммарные капиталовложения и ежегодные эксплуатационные расходы по первому варианту выполнения системы;

$K_{2\Sigma}$ и $И_{2\Sigma}$ — то же по второму варианту выполнения системы.

В случаях, когда один из вариантов требует меньших капиталовложений и дает меньшие эксплуатационные расходы, понятие срока окупаемости теряет смысл. Очевидно, что вариант с меньшими начальными и эксплуатационными расходами является наиболее целесообразным.

Формула (5-28) пригодна для сравнения двух вариантов. При необходимости выбора экономически целесообразного варианта из нескольких удобнее пользоваться измененным видом ее [Л. 18].

Вводя в (5-28) нормированный срок окупаемости, можно условие выбора целесообразного варианта выполнения сети записать в виде:

$$И_{1\Sigma} + \frac{K_{1\Sigma}}{T_н} \leq И_{2\Sigma} + \frac{K_{2\Sigma}}{T_н}.$$

Экономически целесообразным вариантом будет тот, у которого

$$И + \frac{K}{T_н} = \min.$$

Внося в последнее уравнение величину, обратную сроку окупаемости:

$$\alpha_н = \frac{1}{T_н},$$

называемую нормированным коэффициентом эффективности, получаем:

$$З = И + \alpha_н K = \min.$$

Экономически целесообразному варианту сети соответствуют наименьшие расчетные затраты $З$.

Ежегодные эксплуатационные расходы $И$ включают затраты на поте-

рянную электроэнергию, называемую далее расчетной стоимостью электроэнергии, и отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание сети. Во втором члене K — капитальные затраты на сооружение сети, а $\alpha_н$ — нормированный коэффициент эффективности, принимаемый равным 0,125 (срок окупаемости 8 лет).

Расчетная стоимость электроэнергии больше себестоимости ее. Она принимается равной:

$$C = b + \frac{k_м k_р}{T_{нб}}(c + \alpha_н k^0_{эс}), \quad (5\text{-}29)$$

где $k^0_{эс}$ — стоимость 1 *квт* мощности, установленного на электростанциях системы.

В расчетной стоимости электроэнергии членом $\alpha_н k^0_{эс}$ дополнительно учитывается эффективность капиталовложений в электростанции.

Расчетные затраты по системе можно представить в несколько ином виде:

$$З = И + \alpha_н K_с = И_э + И_А + \alpha_н K_с.$$

Полные ежегодные эксплуатационные расходы выражены двумя слагаемыми: $И_э$ и $И_А$. Первое из них—отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание системы, второе—стоимость потерянной электроэнергии.

Стоимость потерянной электроэнергии при потерях мощности ΔP в системе и времени наибольших потерь τ составит:

$$И_А = \Delta P \tau C.$$

Подставляя значение C по (5-29), получаем:

$$И_А = \Delta P \tau \left[b + \frac{k_м k_р}{T_{нб}}(c + \alpha_н k^0_{эс}) \right].$$

Преобразуя последнее уравнение, находим:

$$И_А = \Delta P \tau \left(b + \frac{k_м k_р}{\tau} c \right) + \\ + \alpha_н k_м k_р \Delta P k^0_{эс} = \\ = \Delta P \tau З + \alpha_н k_м k_р \Delta P k^0_{эс}.$$

Первый член этого уравнения дает себестоимость потерянной электроэнергии, подсчитанной по себестоимости электроэнергии на станциях системы, а второй — отчисления с капиталовложений на мощность электростанций, необходимую для покрытия потерь мощности в системе.

Внесем расчетную стоимость потерянной электроэнергии $И_А$ в уравнение расчетных затрат:

$$З = И_э + \Delta P \tau З + \alpha_н (K_с + k_м k_р \Delta P k^0_{эс}). \quad (5\text{-}30)$$

Полученное уравнение расчетных затрат в ряде случаев расчета электрических систем, а именно при сравнении вариантов выполнения электрических сетей, является более удобным, чем выраженное через расчетную стоимость потерянной электроэнергии. Уравнение (5-30) позволяет легче анализировать влияние разных факторов на расчетные затраты.

Если расчетные затраты определяются для сети, электроэнергия в которую поступает после нескольких трансформаций, то в (5-30) под ΔP нужно понимать потери мощности во всех звеньях сети, а под $K_с$ — стоимость всех звеньев сети.

5-10. МЕТОДИКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ВЫБОРА СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ И ЖИЛ КАБЕЛЕЙ

Рассмотрение методики выбора сечения проводов воздушных линий и жил кабелей начнем для линии с одной нагрузкой на конце.

Увеличивая сечение проводов сети [1], уменьшаем стоимость потерянной энергии в ней и снижаем капиталовложения на установленную мощность на электростанциях, необходимую для покрытия потерь мощности в сети. В то же время увеличиваются затраты на сооружение сети и отчисления на амортизацию и ремонт ее. Уменьшая сечение проводов, получим обратную картину. Какое же сечение проводов должно быть взято для линии, чтобы оно в наибольшей степени отвечало народнохозяйственным интересам страны?

Для ответа на поставленный вопрос рассмотрим влияние сечения про-

[1] Все сказанное о проводах воздушных линий относится и к кабелям.

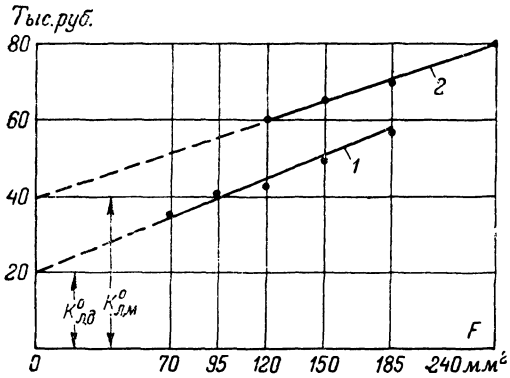


Рис. 5-11. Зависимость стоимости 1 *км* одноцепной линии 110 *кв* со сталеалюминиевыми проводами от сечения проводов.

1 — линии на деревянных опорах; *2* — линии на металлических опорах.

водов на капитальные затраты и эксплуатационные расходы и их составляющие.

Некоторые расходы на сооружение линии, например изыскания трассы линии, оборудование трассы, административные расходы и т. д., не зависят от сечения проводов Ряд расходов — стоимость изоляции, опор, монтажа линии и т. п. — увеличивается медленнее, чем сечения проводов. Стоимость самих проводов примерно пропорциональна их сечениям.

Откладывая по оси абсцисс сечения токопроводящей части проводов, а по оси ординат — стоимость сооружений линий (рис. 5-11), получаем графическое изображение изменения стоимости линии в зависимости от сечения проводов. Анализ показывает, что эта зависимость в определенных пределах близка к прямой линии, что позволяет выразить стоимость линии уравнением [Л. 20]

$$K_л = (a + bF)\,l, \qquad (5\text{-}31)$$

где a — расходы на сооружение 1 *км* линии, не зависящие от сечения проводов, *руб/км*;

b — коэффициент зависимости изменения расходов на сооружение 1 *км* линии от сечения проводов, *руб/км·мм²*;

F — сечение токоведущей части провода, *мм²*;

l — длина линии, *км*.

Стоимость установленной мощности на электростанциях системы, необходимой для покрытия потерь активной мощности при наибольшей нагрузке линии, составит:

$$K_{эс} = k_р k_м k^0_{эс} \Delta P_{нб},$$

где $k^0_{эс}$ — стоимость 1 *квт* мощности, установленного на станции.

Выражая потери мощности через ток и сопротивление линии, получим:

$$K_{эс} = k_р k_м k^0_{эс} \frac{3I^2_{нб} \rho l}{F} \cdot 10^{-3} \text{ [руб.]}.$$

Капиталовложения на дополнительную мощность изменяются обратно пропорционально сечению проводов линии.

Суммарные затраты, связанные со строительством линии, определятся равными:

$$K_Σ = K_л + K_{эс}.$$

Зависимость капитальных затрат на 1 *км* линии, связанных с сооружением сети, от сечения проводов показаны на рис. 5-12. С увеличением сечения проводов непрерывно растет доля расходов на сооружение самой линии. На рис. 5-12 по оси абсцисс принят логарифмический масштаб, и

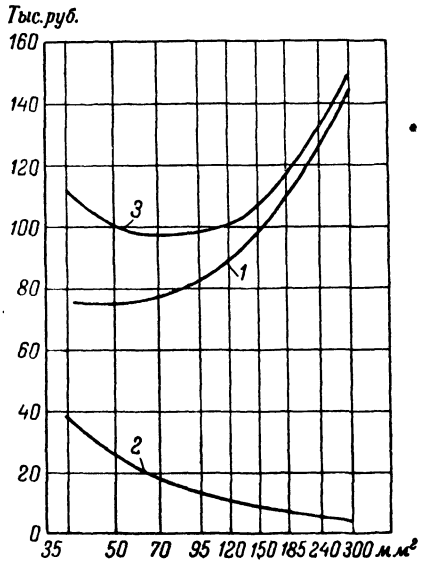


Рис. 5-12. Изменение капитальных затрат на сеть в зависимости от сечения сталеалюминиевых проводов воздушной линии 35 *кв* на металлических опорах.

1 — стоимость 1 *км* линии; *2* — стоимость установленной мощности на электростанции для покрытия потерь мощности на 1 *км* линии; *3* — суммарные капиталовложения на 1 *км* линии.

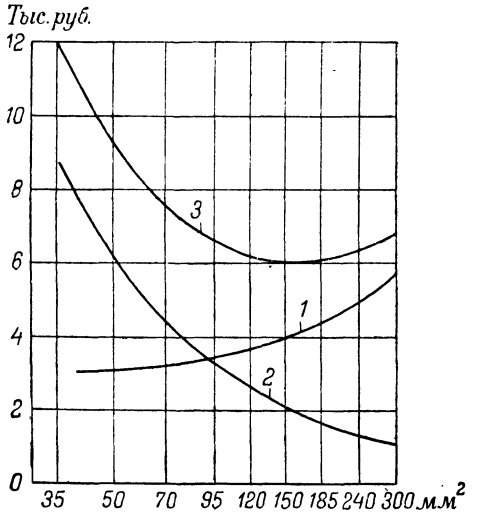


Рис. 5-13. Зависимость изменения ежегодных эксплуатационных расходов от сечения сталеалюминиевых проводов воздушной линии 35 *кв* на металлических опорах.

1 — отчисления на амортизацию и ремонт *1 км* линии; *2* — стоимость потерянной электроэнергии на 1 *км* линии; *3* — суммарные эксплуатационные расходы на 1 *км* линии.

потому закономерность стоимости линии от сечения проводов выражается кривой линией *1*, а не прямой.

Себестоимость потерянной в линии электроэнергии в год определится равной:

$$И_{А} = 3I^{2}_{нб}\frac{\rho l}{F}\tau\beta\cdot 10^{-3}\ [\text{руб.}].$$

Ежегодные отчисления на амортизацию и ремонт линии при $\alpha^{0}/_{0}$ стоимости линии ($\alpha_{э}$ — те же отчисления в относительных единицах) составят:

$$И_{л} = \alpha_{э}K_{л} = \alpha_{э}(a + bF)l.$$

Суммарные ежегодные эксплуатационные расходы по линии

$$И_{э} = И_{л} + И_{А} = \alpha_{э}(a + bF)l + \\ + \frac{3I^{2}_{нб}\rho l}{F}\tau\beta\cdot 10^{-3}\ [\text{руб.}]. \quad (5\text{-}32)$$

Отчисления на амортизацию и ремонт установленной мощности на электростанциях системы в (5-32) не вошли; они учтены в себестоимости электроэнергии β на станциях системы.

Расходы на обслуживание сети не зависят от сечения проводов и поэтому при сравнительных расчетах выбора сечения проводов могут не учитываться. Эта составляющая вошла бы одинаковой величиной в эксплуатационные расходы всех сравниваемых вариантов.

Зависимости изменения ежегодных эксплуатационных расходов на 1 *км* линии от сечения проводов представлены на рис. 5-13. По мере увеличения сечения проводов доля расходов, связанных со стоимостью потерянной электроэнергии, падает. Наименьшие суммарные эксплуатационные расходы получаются при проводах АС-150.

Сечение проводов, соответствующее минимуму годовых эксплуатационных расходов, можно найти из (5-32), взяв первую производную от $И_{Σ}$ по переменной F и приравняв ее нулю.

Определение сечения проводов по минимуму эксплуатационных расходов было бы неправильным. При таком расчете не учитывается эффективность капиталовложений в строительство линий. Изобразим на одном чертеже (рис. 5-14) кривые зависимости суммарных капитальных затрат $K_{Σ}$ и эксплуатационных расходов $И_{э}$, взятые с рис. 5-12 и 5-13. Анализируя полученную диаграмму, замечаем, что минимуму капитальных затрат соответствует провод АС-70, а минимуму эксплуатационных расходов — провод АС-150.

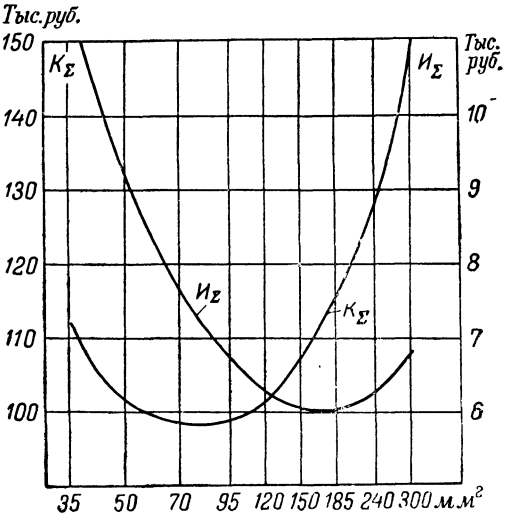


Рис. 5-14. Зависимость суммарных капитальных вложений и ежегодных эксплуатационных расходов на 1 *км* линии от сечения проводов воздушной линии 35 *кв*.

Эксплуатационные расходы линий с проводами АС-95—АС-300 разнятся примерно на 10%, т. е. на относительно небольшую величину. Капитальные затраты на сооружение линий с проводами АС-300 больше ~60%, чем на линию с проводами АС-95.

Найдем экономически целесообразное сечение проводов линии, воспользовавшись для этого уравнением расчетных затрат. Расчетные затраты по (5-30) в развернутом виде применительно к рассматриваемому случаю составят:

$$З = \alpha_э (a + bF) l + \frac{3I^2_{нб}\rho l}{F} \tau\beta \cdot 10^{-3} + \\ + \alpha_н \left[(a+bF) l + k_м k_р k^0_{эс} \frac{3I^2_{нб}\rho l}{F} \cdot 10^{-3} \right]. \quad (5\text{-}33)$$

Возьмем первую производную от $З$ по F и приравняем ее нулю:

$$\frac{dЗ}{dF} = \alpha_э bl - \frac{3I^2_{нб}\rho\tau\beta l}{F^2} \cdot 10^{-3} + \alpha_н bl - \\ - \alpha_н k_м k_р k^0_{эс} \frac{3I^2_{нб}\rho l}{F^2} \cdot 10^{-3} = 0.$$

Решая последнее уравнение относительно F, находим:

$$F = I_{нб} \sqrt{\frac{3\rho(\tau\beta + \alpha_н k_м k_р k^0_{эс}) \cdot 10^{-3}}{b(\alpha_э + \alpha_н)}}. \quad (5\text{-}34)$$

При нагрузке $S_{нб}$, заданной в киловольт-амперах, (5-34) получает вид:

$$F = \frac{S_{нб}}{U} \sqrt{\frac{\rho(\tau\beta + \alpha_н k_м k_р k^0_{эс}) \cdot 10^{-3}}{b(\alpha_э + \alpha_н)}}. \quad (5\text{-}35)$$

Если подставить в последнее уравнение величины, принятые при построении кривых на рис. 5-14:

$$S_{нб} = 5\ Мва;\ U = 35\ кв;$$

$$\rho = 31{,}5\ ом \cdot мм^2/км;\ \tau = 3\,000\ ч/год;$$

$$\beta = 0{,}08\ руб/квт \cdot ч;$$

$$k^0_{эс} = 1\,000\ руб/квт;$$

$$b = 165\ руб/мм^2 \cdot км;\ \alpha_* = 0{,}04,$$

и принять коэффициент эффективности $\alpha_н = 0{,}2$ (срок окупаемости 5 лет), найдем $F = 87\ мм^2$. Целесообразно взять провод АС-95.

При этом проводе срок окупаемости T дополнительных капиталовложений по сравнению с проводом АС-70, как показали расчеты, составит 0,2 года, т. е. меньше 5 лет.

При переходе от провода АС-95 к проводу АС-120 срок окупаемости равен 6,25 года, т. е. больше заданных 5 лет.

5-11. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ПЛОТНОСТЬ ТОКА

При определении экономически целесообразного сечения провода по (5-36) и (5-37) возникает ряд вопросов, ответы на которые могут быть получены только при учете всех факторов текущей народнохозяйственной политики [Л. 21].

В (5-36) и (5-37) входит наибольшая нагрузка линии $I_{нб}$ и $S_{нб}$. Очевидно, что к моменту включения линии в работу ее нагрузка будет меньше принятой в проекте. Через 5—10 лет нагрузка линии, возможно, будет больше предположенной. Расходы, связанные с потерями электроэнергии в сети, неодинаковы в разные годы эксплуатации. При выборе сечения проводов линий нельзя вести сопоставление эксплуатационных расходов, отнесенных только к 1 году. Это сравнение необходимо вести за достаточно длительный срок.

Стоимость топливной составляющей киловатт-часа электроэнергии и киловатта мощности, установленного на станциях, в связи с техническим прогрессом в энергетике непрерывно снижается.

Коэффициент эффективности $\alpha_н$ зависит от политики развития народного хозяйства СССР на данном этапе и т. д.

Учет всех этих факторов очень сложен и производился бы отдельными лицами и организациями по-разному. Для установления одинакового подхода при выборе сечений проводов воздушных линий и кабелей «Правилами устройства» установлены экономические плотности тока, по которым и должны выбираться сечения проводов воздушных линий и жил кабельных линий.

Экономическая плотность тока ($а/мм^2$) найдется из (5-35):

$$j_э = \frac{I_{нб}}{F} = \sqrt{\frac{b(\alpha_э + \alpha_н)}{3\rho(\tau\beta + \alpha_н k_м k_р k^0_{эс})\cdot 10^{-3}}}. \quad (5\text{-}36)$$

Если в (5-36) потерянную электроэнергию оценивать по расчетной стоимости C, а не себестоимости β, то оно примет вид:

$$j_э = \sqrt{\frac{b(\alpha_э + \alpha_н)}{3\rho\tau C}}.$$

Полученная формула показывает, что экономическая плотность тока не зависит от напряжения сети.

«Правила устройства» рекомендуют принимать экономические плотности тока, приведенные в табл. 5-4.

Таблица 5-4

Предельные экономические плотности тока, *а/мм²*

Наименование проводников	Продолжительности использования наибольших нагрузок, *ч/год*		
	Свыше 1 000 до 3 000	Свыше 3 000 до 5 000	Свыше 5 000
Голые провода:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые и сталеалюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми .	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой изоляцией и медными жилами	3,5	3,1	2,7

Примечание. Для изолированных проводов сечением 16 *мм²* и менее экономические плотности тока повышаются на 40%.

По «Правилам устройства» выбору по экономической плотности тока не подлежат сечения проводов и жил кабелей:

1) ответвлений к отдельным электроприемникам напряжением до 1 000 *в* и осветительных сетей промышленных предприятий, жилых и общественных зданий, выбранных по потере напряжения;

2) сетей промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1 000 *в* при числе часов использования наибольших нагрузок предприятия до 4 000—5 000 *ч/год*.

Последнее решение теоретически не оправдано, и, по мнению авторов, с увеличением производительности заводов электропромышленности должно быть отменено.

Рекомендуемые «Правилами устройства «экономические плотности тока, по мнению авторов, по мере развития народного хозяйства Советского Союза должны снижаться.

Сечения проводов определяются делением наибольшей перспективной нагрузки (через 5—10 лет) на экономическую плотность тока, соответствующую продолжительности использования перспективной нагрузки, с последующим округлением полученного результата до ближайшего стандартного сечения провода (жилы кабеля).

5-12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ЛИНИЙ С НЕСКОЛЬКИМИ НАГРУЗКАМИ

В предыдущем параграфе рассматривалась линия с одной нагрузкой, приложенной на конце ее. Если линия питает несколько нагрузок, расположенных относительно далеко друг от друга (рис. 5-15), то сечения проводов каждого участка выбираются по экономической плотности тока и наибольшей нагрузке этого участка сети:

$$F_1 = \frac{I_1}{j_э} \text{ и } F_2 = \frac{I_2}{j_э}. \quad (5\text{-}37)$$

Расчет сети по потерям энергии ведется, следовательно, на постоянную плотность тока. Такой расчет соответствует наименьшим потерям мощности и энергии в сети при заданном расходе металла, что можно доказать следующим образом.

Потери мощности в сети (рис. 5-15) составят:

$$\Delta P = 3I_1^2 \frac{\rho l_1}{F_1} + 3I_2^2 \frac{\rho l_2}{F_2}.$$

Обозначая объем одного провода на участке *2* через V_2, а объем одного провода всей линии V, можно написать:

$$F_2 = \frac{V_2}{l_2} \text{ и } F_1 = \frac{V - V_2}{l_1}.$$

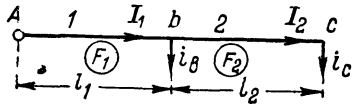


Рис. 5-15. Линия с двумя нагрузкам и ступенчатым сечением проводов.

Подставляя значения F_1 и F_2 в формулу для потерь мощности, получаем

$$\Delta P = 3I_1^2 \frac{\rho l_1^2}{V - V_2} + 3I_2^2 \frac{\rho l_2^2}{V_2}.$$

Для нахождения условий, соответствующих минимуму потерь мощности, возьмем первую производную от ΔP по V_2 и приравняем ее нулю:

$$\frac{3I_1^2 \rho l_1^2}{(V - V_2)^2} - \frac{3I_2^2 \rho l_2^2}{V_2^2} = 0.$$

Обозначив объем одного провода на участке *1* через

$$V_1 = V - V_2,$$

представим предыдущее уравнение в виде:

$$\frac{I_1^2 l_1^2}{V_1^2} = \frac{I_2^2 l_2^2}{V_2^2}.$$

Выражая объемы проводов через сечения и длины, получим:

$$\frac{I_1^2 l_1^2}{F_1^2 l_1^2} = \frac{I_2^2 l_2^2}{F_2^2 l_2^2},$$

или

$$\frac{I_1^2}{F_1^2} = \frac{I_2^2}{F_2^2}.$$

Поскольку

$$\frac{I_1}{F_1} = j_1 \text{ и } \frac{I_2}{F_2} = j_2,$$

находим, что

$$j_1 = j_2,$$

т. е. расчет сети с постоянной плотностью тока при заданном расходе металла соответствует наименьшим потерям мощности и энергии в сети.

Большое число линий низкого напряжения городских электрических сетей и некоторые линии низкого напряжения фабрично-заводских сетей питает по нескольку нагрузок, расположенных на расстояниях нескольких метров — десятков метров друг от друга. При таких условиях нельзя каждый участок между двумя соседними нагрузками выполнять проводами или кабелями с жилами разных сечений. Такие линии сооружаются по всей длине проводами (кабелями) одного и того же сечения.

Рассмотрим, как определяются экономически целесообразные сечения проводов линий с несколькими нагрузками.

На участках линии (рис. 5-16) протекают разные токи. На головном участке ток I_1 равен суммарной нагрузке линии.

Найдем ток I_1 линии с несколькими нагрузками, выполненной проводами одного сечения, при котором ее экономические показатели будут одинаковыми с экономическими показателями линии с одной нагрузкой на конце, рассчитанной по экономической плотности тока. Очевидно, что эти условия соответствуют равным сечениям проводов обеих линий и равным потерям мощности (энергии) в них.

Потери мощности в линии с несколькими нагрузками (рис. 5-16) составят:

$$\Delta P_1 = 3(I_1^2 r_1 + 3I_2^2 r_2 + I_3^2 r_3) =$$

$$= \frac{3\rho}{F}(I_1^2 l_1 + I_2^2 l_2 + I_3^2 l_3).$$

Введя обозначения

$$b = \frac{I_3}{I_1} \text{ и } a = \frac{I_2}{I_1},$$

можно предыдущее уравнение представить в виде:

$$\Delta P_1 = \frac{3\rho}{F} I_1^2 (l_1 + a^2 l_2 + b^2 l_3). \quad (5\text{-}38)$$

Потери мощности в линии с одной нагрузкой I на конце ее

$$\Delta P_2 = 3I^2 R,$$

где R — сопротивление всей линии.

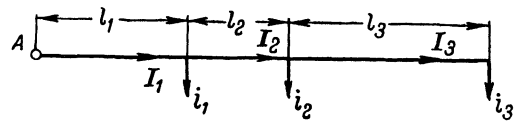


Рис. 5-16. Магистральная линия с несколькими нагрузками.

Выражая R через длину линии L, сечение проводов F и удельное сопротивление ρ, получаем:

$$\Delta P_2 = 3I^2 \frac{\rho L}{F}. \qquad (5\text{-}39)$$

При поставленном условии равенства потерь мощности в обеих линиях правые части (5-38) и (5-39) должны быть равны:

$$3I^2 \frac{\rho L}{F} = 3I_1^2 \frac{\rho}{F} (l_1 + a^2 l_2 + b^2 l_3).$$

Деля обе части этого уравнения на F^2, получаем:

$$\frac{I^2}{F^2} L = \frac{I_1^2}{F^2} (l_1 + a^2 l_2 + b^2 l_3).$$

Обозначая

$$\frac{I_1}{F} = j_{э.э} \qquad (5\text{-}40)$$

и помня, что

$$j_э = \frac{I}{F}$$

— экономическая плотность тока, установленная „Правилами устройства" для линий с одной нагрузкой на конце, напишем (5-40) в виде:

$$j_э^2 L = j_{э.э}^2 (l_1 + a^2 l_2 + b^2 l_3). \qquad (5\text{-}41)$$

Это уравнение дает зависимость между экономической плотностью тока $j_э$ и эквивалентной экономической плотностью тока $j_{э.э}$, которая должна быть принята на головном участке линии с несколькими нагрузками.

Эквивалентная экономическая плотность тока равна:

$$j_{э.э} = j_э \sqrt{\frac{L}{l_1 + a^2 l_2 + b^2 l_3}}. \qquad (5\text{-}41а)$$

Полученная формула позволяет при известных длинах участков и нагрузках сети найти эквивалентную экономическую плотность тока, а следовательно, и сечение проводов (жил кабелей) линии:

$$F = \frac{I_1}{j_{э.э}}. \qquad (5\text{-}42)$$

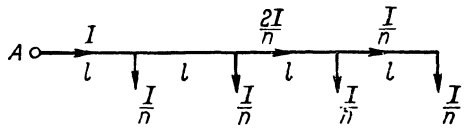


Рис. 5-17. Линия с n одинаковыми нагрузками.

Анализ (5-42) показывает, что эквивалентная экономическая плотность тока сильно зависит от неравномерности распределения нагрузки вдоль линии. Если бóльшая часть нагрузки находится вблизи питательного пункта (a^2 и b^2 малы), эквивалентная экономическая плотность тока $j_{э.э}$ будет больше $j_э$ примерно в $\sqrt{\frac{L}{l_1}}$ раз. Если основная часть нагрузки находится в конце линии ($a^2 \approx b^2 \approx 1$), эквивалентная экономическая плотность тока приближается к $j_э$.

При n равных нагрузках (рис. 5-17), находящихся на одинаковых расстояниях l друг от друга, можно (5-41) представить в виде:

$$j_{э.э} = j_э \sqrt{\frac{nl}{l + \left(\frac{n-1}{n}\right)^2 l + \left(\frac{n-2}{n}\right)^2 l + \ldots + \left(\frac{2}{n}\right)^2 l + \left(\frac{1}{n}\right)^2 l}}.$$

Преобразуя это уравнение и зная, что

$$1^2 + 2^2 + 3^2 + \ldots + n^2 = \frac{n(n+1)(2n+1)}{6},$$

получаем:

$$j_{э.э} = j_э \sqrt{\frac{6n^2}{(n+1)(2n+1)}}. \qquad (5\text{-}43)$$

Для линий с равномерно распределенной нагрузкой, когда n стремится к бесконечности,

$$j_{э.э} = \sqrt{3}\, j_э = 1{,}73 j_э. \qquad (5\text{-}44)$$

Эквивалентная экономическая плотность тока на головном участке линии с равномерно распределенной нагрузкой в 1,73 раза больше, чем рекомендуемая „Правилами устройства" (табл. 5-4). При n, равном конечному значению, эквивалентная экономическая плотность тока найдется по (5-43). При трех нагрузках $j_{э.э} = 1{,}39 j_э$, при пяти нагрузках $j_{э.э} = 1{,}54 j_э$.

Эквивалентная экономическая плотность тока для магистральных линий с ответвлениями находится методом, аналогичным изложенному.

Пример 5-2. К металлообрабатывающему заводу с наибольшей нагрузкой 5 *Мва* при $\cos\varphi = 0{,}8$ предположено проложить одну линию напряжением 35 *кв*. Длина линии 5 *км*. Продолжительность использования наибольшей нагрузки 4 500 *ч/год*. На заводской подстанции будет установлен один трансформатор мощностью 5,6 *Мва*. Потери мощности в обмотках трансформатора при номинальной нагрузке составляют 57 *квт*, а потери в стали — 18,5 *квт*.

Выбрать сечение сталеалюминиевого провода линии и определить себестоимость потерянной в электропередаче энергии в течение 1 года при средней себестоимости потерянной электроэнергии 10 *коп/квт·ч*.

Ток по линии при наибольшей нагрузке

$$I_{нб} = \frac{5\,000}{\sqrt{3}\cdot 35} = 82{,}5 \text{ а}.$$

Рекомендуемая экономическая плотность тока для сталеалюминиевых проводов при $T_{нб} = 4\,500$ *ч/год* составляет 1,1 *а/мм²*.

На линии следует подвесить провод АС-70, имеющий активное сопротивление $r_0 = 0{,}46$ *ом/км*.

Активное сопротивление обмоток трансформатора

$$R_т = \frac{\Delta P_{м.н} U^2 \cdot 10^3}{S_н^2} = \frac{57 \cdot 35^2 \cdot 10^3}{5\,600^2} = 2{,}2 \text{ ом}.$$

Потери электроэнергии в линии и трансформаторе в течение 1 года

$$\Delta A = 3 I_{нб}^2 (r_0 L + R_т)\tau_м \cdot 10^{-3} + \Delta P_{ст}\tau_{ст}.$$

Подставляя в эту формулу известные величины ($\tau_м = 3\,200$ *ч/год*), получаем:

$$\Delta A = 3 \cdot 82{,}5^2 (0{,}46 \cdot 5 + 2{,}2) \cdot 3\,200 \cdot 10^{-3} + \\ + 18{,}5 \cdot 8\,760 = 456\,000 \text{ квт·ч}.$$

Себестоимость потерянной электроэнергии в год

$$И_A = \beta \Delta A = 0{,}1 \cdot 456\,000 = 45\,600 \text{ руб}.$$

5-13. РАСЧЕТНЫЕ НАГРУЗКИ СЕТЕЙ И РАСЧЕТНЫЕ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Нагрузки электрических сетей обычно задаются нагрузками на шинах низшего напряжения подстанций $p_b'' - jq_b''$, $p_c'' - jq_c''$ и т. д. (рис. 5-18,*а*). Расчет и анализ работы сетей получаются более простыми, если нагрузки привести к шинам высшего напряжения понизительных подстанций. После такого преобразования

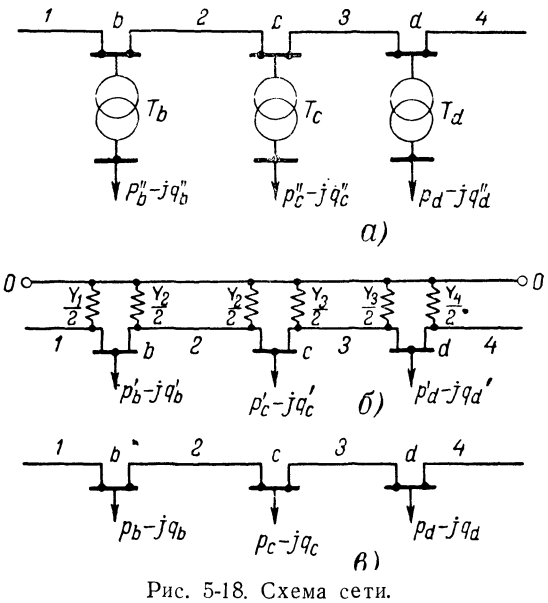


Рис. 5-18. Схема сети.

а — схема сети с нагрузками на шинах низшего напряжения подстанций; *б* — схема сети с нагрузками на зажимах высшего напряжения трансформаторов; *в* — расчетная схема сети.

схема сети получит вид, изображенный на рис. 5-18,*в*.

К зажимам высшего напряжения трансформаторов, например подстанции *c*, нужно подвести из сети мощность, бóльшую, чем нагрузка $\dot{s}_c'' = p_c'' - jq_c''$, на величину потерь мощности в трансформаторах. Обозначив мощность на первичных зажимах трансформаторов T_c, называемую приведенной нагрузкой, через $\dot{s}_c^{п}$, можно написать:

$$\dot{s}_c^{п} = (p_c^{п} - jq_c^{п}) = (p_c'' - jq_c'') + \\ + (\Delta P_т - j\Delta Q_т). \quad (5\text{-}45)$$

Как уже указывалось, потери активной мощности в трансформаторах незначительны, и потому при перспективных расчетах приведенная нагрузка часто находится по формуле

$$\dot{s}_c^{п} = p_c'' - j(q_c'' + \Delta Q_т). \quad (5\text{-}46)$$

Укажем, что мощность трансформаторов подстанций должна находиться по приведенной нагрузке, а не по нагрузке, отнесенной к шинам низшего напряжения. Номинальная мощность трансформаторов соответствует мощностям, подводимым к их первичным обмоткам.

При нескольких подстанциях наибольшая нагрузка сети не будет равна сумме наибольших нагрузок отдельных подстанций. Из-за несовпадения наибольших нагрузок отдельных подстанций общая наибольшая нагрузка сети меньше суммы наибольших нагрузок отдельных подстанций. Несовпадение наибольших нагрузок подстанций учитывается коэффициентом спроса, меньшим 1, представляющим собой отношение наибольшей нагрузки сети к сумме наибольших нагрузок всех подстанций.

Действительная нагрузка сети составит:

$$P - jQ = m \sum_{1}^{n} (p - jq).$$

Неучет коэффициента спроса означает расчет сети на бо́льшую нагрузку, что в отдельных случаях может привести к неоправданным дополнительным затратам на сооружение сети. «Правила устройства» рекомендуют, например, для городских электрических сетей принимать коэффициенты спроса равными:

1) для линий сети низкого напряжения $m = 1$;

2) для линий сети 6—10 *кв* $m = 0{,}9—0{,}8$.

При перспективном проектировании районных сетей коэффициент спроса принимается обычно равным 1.

Обозначим нагрузки подстанций с учетом потерь мощности в трансформаторах и коэффициента спроса через $(p_b' - jq_b')$, $(p_c' - jq_c')$ и т. д.

При расчетах и анализах работы сетей проводимости Y_1, Y_2, Y_3 участков сети *1*, *2*, *3* и т. д. (рис. 5-18,*б*) заменяется нагрузками, соответствующими П-образной схеме замещения каждого участка сети.

Нагрузки, обусловленные проводимостями участков сети, отнесенные к шинам высшего напряжения, например подстанции *c*, определятся равными:

$$\frac{\Delta P_2 + j\Delta Q_2}{2} = U_b^2 \frac{(G_2 + jB_2)}{2}$$

и

$$\frac{\Delta P_3 + j\Delta Q_3}{2} = U_b^2 \frac{(G_3 + jB_3)}{2},$$

где $G_2 + jB_2$ — активная и емкостная проводимости участка *2* сети;

$G_3 + jB_3$ — то же участка *3*.

Суммируя приведенные нагрузки подстанций с нагрузками от проводимости линий, находим расчетные нагрузки сети.

Для подстанции *c*, например, расчетная нагрузка составит:

$$p_c - jq_c = \left(p_c' + \frac{\Delta P_2 + \Delta P_3}{2}\right) - j\left(q_c' - \frac{\Delta Q_2 + \Delta Q_3}{2}\right).$$

После произведенных операций схема сети изображается рядом последовательно включенных участков сети с активными и реактивными сопротивлениями, нагруженная сосредоточенными нагрузками (рис. 5-18,*в*).

В начальной стадии расчета сети действительные напряжения на шинах подстанций *b*, *c*, *d* и т. д. неизвестны, и потому точное определение мощностей, ответвляющихся в проводимости сети, невозможно. Эти мощности находятся по номинальному напряжению сети; последнее является приемлемым при большинстве инженерных расчетов. При необходимости мощности, обусловленные проводимостями сети, можно уточнить в дальнейших расчетах сети.

Рассмотрим определение расчетных мощностей электростанций, понимая под этим мощности, которые отдают станции в сеть (рис. 5-19).

При нагрузке генераторов $\Sigma \dot{S}_г$, нагрузке на шинах генераторного напряжения $\dot{s}_п$ и расходе на собственные нужды $\dot{s}_{с.н}$ мощность, поступаю-

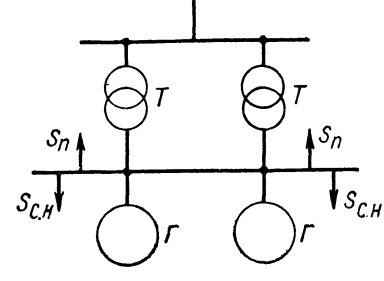


Рис. 5-19. Принципиальная схема соединений электростанции.

щая в повысительные трансформаторы, составит:

$$\dot{S}_{т} = \Sigma \dot{S}_{г} - (\dot{s}_{п} + \dot{s}_{с.н}).$$

Определив по $\dot{S}_{т}$ потери мощности $\Delta\dot{S}_{т}$ в трансформаторах, получим, что трансформаторы на стороне высшего напряжения выдают мощность

$$\dot{S}' = \dot{S}_{т} - \Delta\dot{S}_{т}.$$

Вычитая из $\dot{S}'$ мощность, обусловленную проводимостями половин длин линий, отходящих от шин электростанции, находим расчетную мощность станции:

$$\dot{S}_{э.с} = \dot{S}' - \Sigma\dot{S}_{л}.$$

Считая нагрузки сети положительными, расчетные нагрузки станций в ряде расчетов сетей принимаются отрицательными величинами.

Глава шестая

НАГРЕВАНИЕ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ

6-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

При протекании электрического тока по проводу (кабелю) происходит его нагревание. Если бы все тепло, выделяющееся в проводе, шло на нагревание, то температура провода непрерывно повышалась бы. Но при превышении температуры провода над температурой окружающей среды начинается отдача тепла последней. Через некоторый промежуток времени устанавливается тепловое равновесие, при котором за любой промежуток времени количество тепла, выделенного в проводе, равно количеству тепла, отданного проводом в окружающую среду.

Каждому току, длительно протекающему по проводу при заданных условиях охлаждения, соответствует вполне определенный перегрев провода над температурой окружающей среды. И, обратно, при данных условиях охлаждения и разности температур провода и окружающей среды по проводу можно пропускать вполне определенный ток.

Одной из задач расчета проводов и кабелей на нагревание является определение длительно и кратковременно допускаемых токов по ним при заданных условиях охлаждения и заданных перегревах жил проводов и кабелей над окружающей средой.

Другая, более редкая задача — определение температуры жил проводов и кабелей при заданных токе и условиях охлаждения.

Прокладывая провода и кабели, нужно стараться обеспечить нормальные условия их охлаждения. Рекомендуется, если можно, избегать прокладок (проводок), при которых происходит взаимный подогрев проводов и кабелей или дополнительный подогрев их посторонними источниками тепла. В случаях параллельной прокладки проводов и кабелей на близком расстоянии друг от друга допускаемая токовая нагрузка на них уменьшается. Например, при прокладке двух кабелей в траншее с расстоянием в свету между ними 100 *мм* допускаемый ток по кабелю составляет 90% допускаемого тока для одного кабеля в траншее; при четырех кабелях в траншее допускаемый ток снижается до 80%.

При вертикальном расположении кабелей (рис. 6-1,*а*) верхний кабель находится в худших условиях охлаждения. Устройство наклонных экранов

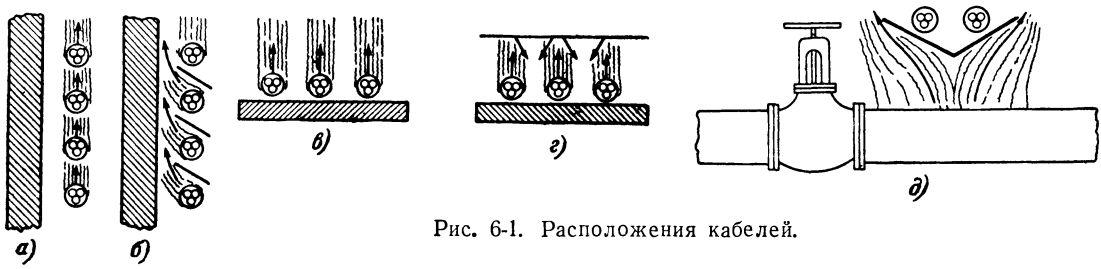


Рис. 6-1. Расположения кабелей.

(рис. 6-1,*б*) значительно улучшает условия работы верхних кабелей. Кабели, проложенные близко под поверхностью, задерживающей поток поднимающегося теплого воздуха (рис. 6-1,*г*), допускают меньшую нагрузку, чем кабели, от которых нагретый воздух беспрепятственно поднимается (рис. 6-1,*в*). В местах пересечений кабелями (проводами) нагретых трубопроводов и т. п. (рис. 6-1,*д*) необходимо устройство экранов, отклоняющих поток нагретого воздуха и защищающих кабели от дополнительного нагрева лучистой теплотой, исходящей от трубопровода.

6-2. НАГРЕВАНИЕ НЕИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДОВ ПРИ ДЛИТЕЛЬНОМ ПРОТЕКАНИИ ТОКА

Соединения неизолированных (голых) проводов воздушных линий выполняются зажимами, не закрывающими герметически места соединений (сращиваний). Происходит окисление контактных поверхностей: чем выше температура провода, тем интенсивнее происходит окисление. Сопротивление контакта увеличивается и температура его повышается еще больше и т. д. При высокой температуре контакта произойдет разрушение провода в зажиме, что приведет к аварии на линии.

«Правила устройства» устанавливают при длительном протекании тока предельно допускаемую температуру голых проводов $+70^\circ$ С. Опыт эксплуатации показывает, что при этой температуре обеспечивается длительная надежная работа проводов.

При соединении проводов сваркой (рис. 2-43) или другим способом, предотвращающим окисление контактных поверхностей, допускаемая температура неизолированных проводов могла бы быть повышена до 90—95° С. Более высокий длительный нагрев проводов привел бы к уменьшению их механической прочности. Подчеркнем, что при температуре провода 90—95° С неокисление контактных поверхностей должно быть обеспечено не только в соединительных зажимах, но и при присоединении ответвлений от линий, присоединении к аппаратам и т. д.

Допускаемые нагрузки на неизолированные провода и при $\vartheta = 70^\circ$ С значительно превосходят нагрузки проводов, соответствующие экономической плотности тока. Например, экономическая плотность тока для алюминиевых проводов составляет 1—1,3 $а/мм^2$. Допускаемая нагрузка на эти провода по условиям нагрева в зависимости от сечения проводов колеблется в пределах 2,1—7,5 $а/мм^2$. Нормально воздушные линии нагружены токами, меньшими допускаемых по условиям нагрева. Предельно допускаемые токи на провода проходят по линиям только в аварийных режимах работы систем. Сечения проводов воздушных линий, как правило, определяются экономической плотностью тока и потерей напряжения в сети, а не условиями предельного нагрева проводов, и потому стремление повысить длительно допускаемую температуру провода сверх $+70^\circ$ С практически не имеет смысла.

Температура воздуха, окружающего провода воздушных линий, изменяется в зависимости от периода года и районов сооружения линий. Средняя температура в 13 *ч* самого жаркого месяца, которая принимается за температуру окружающей среды, в северных районах СССР около $+15^\circ$ С, а в южных $+30 \div +35^\circ$ С; «Правила устройства» рекомендуют принимать почти для всего Советского Союза температуру воздуха $+25^\circ$ С; температуры воздуха отличаются от $+25^\circ$ С только для районов Крайнего Севера, вечной мерзлоты и с тропическим климатом.

Для неизолированных проводов, прокладываемых внутри помещений, допускаемая температура нагрева установлена такой же, как и для проводов воздушных линий. Температура воздуха принимается равной наибольшей среднемесячной температуре; по «Правилам устройства» расчетная температура воздуха внутри помещений принимается $+25^\circ$ С.

Охлаждение голых проводов происходит лучеиспусканием, конвекцией и теплопроводностью. Ввиду малой теплопроводности воздуха обычно учитывается только отдача тепла конвекцией и лучеиспусканием.

При температуре проводов $+70^\circ$ С охлаждение в основном определяется конвекцией. Например, медный про-

вод с сечением 4 *мм*², проложенный на открытом воздухе, отдает конвекцией около 90% тепла, провод АСУ-400 — около 75%.

Количество тепла, отдаваемого проводом в окружающую среду в 1 *сек*, составляет:

$$P = kF(\vartheta_2 - \vartheta_1)\ [вт], \qquad (6\text{-}1)$$

где k — коэффициент теплоотдачи, равный количеству тепла, отводимого в 1 *сек* с 1 *см*² поверхности провода при разности температур провода и окружающей среды 1° С; размерность коэффициента теплоотдачи, *вт/см*²·*град*;

F — поверхность охлаждения провода, *см*²;

ϑ_2 и ϑ_1 — температуры провода и окружающей среды, °С.

Коэффициент теплопередачи зависит:

1) от температуры провода; отдача тепла лучеиспусканием изменяется пропорционально четвертой степени абсолютных температур провода и окружающей среды;

2) от скорости движения воздуха около провода; в закрытых помещениях скорость воздуха обусловлена только свободной конвекцией — подъемом нагретых частиц воздуха.

Скорость воздуха около проводов воздушных линий зависит не только от свободной конвекции, но и от воздушных атмосферных течений.

Количество тепла, выделяемого в проводе в 1 *сек* при токе I, равно:

$$P = I^2 R_{\vartheta_2}\ [вт], \qquad (6\text{-}2)$$

где R_{ϑ_2} — сопротивление провода при температуре ϑ_2.

Приравнивая правые части (6-1) и (6-2) и определяя значение I, получаем

$$I = \sqrt{\frac{kF(\vartheta_2 - \vartheta_1)}{R_{\vartheta_2}}}. \qquad (6\text{-}3)$$

Принимая ϑ_2 равной допускаемой температуре нагрева провода, ϑ_1 — температуре окружающего воздуха, находим длительно допускаемый ток по проводу.

Формула (6-3) используется не только для теплового расчета голых проводов, но и для ряда пересчетов. Наиболее часто встречающимися задачами такого рода являются следующие:

1. Для провода, выполненного из одного металла, при определенных условиях охлаждения известен допускаемый ток I_1. Найти, какой ток I_2 можно допустить по проводу того же сечения, выполненного из другого металла, при тех же исходных условиях.

Написав (6-3) для проводов с удельными активными сопротивлениями ρ_1 и ρ_2 и разделив одно на другое, получим:

$$I_2 = I_1 \sqrt{\frac{\rho_1}{\rho_2}} = I_1 \sqrt{\frac{\gamma_2}{\gamma_1}}, \qquad (6\text{-}4)$$

где γ_1 и γ_2 — удельные проводимости металлов.

2. Для провода при перегреве его относительно окружающей среды $\tau_1 = \vartheta_2 - \vartheta_1$ известен допускаемый ток I_1. Определить допускаемый ток для этого провода при другой температуре ϑ_1' окружающей среды, т. е. при перегреве $\tau_2 = \vartheta_2 - \vartheta_1'$. Поступив так же, как и при решении первой задачи, получим:

$$I_2 = I_1 \sqrt{\frac{\tau_2}{\tau_1}}. \qquad (6\text{-}5)$$

3. Для провода определенной конструкции диаметром d_1 известен допускаемый ток I_1. Найти допускаемый ток I_2 по проводу измененной конструкции, имеющему то же сечение токоведущей части и диаметр d_2 (например, провода АСУ, АС и АСО).

Аналогичное решение этой задачи дает:

$$I_2 = I_1 \sqrt{\frac{d_2}{d_1}}. \qquad (6\text{-}6)$$

На рис. 6-2 показаны допускаемые токи и плотности тока (*а/мм*²) для алюминиевых проводов, проложенных на открытом воздухе при температуре провода +70° С и температуре воздуха +25° С. Из диаграммы следует, что с увеличением сечения провода допускаемые плотности тока уменьшаются. При увеличении сечения провода поверхность охлаждения растет пропорционально диаметру провода, а попе-

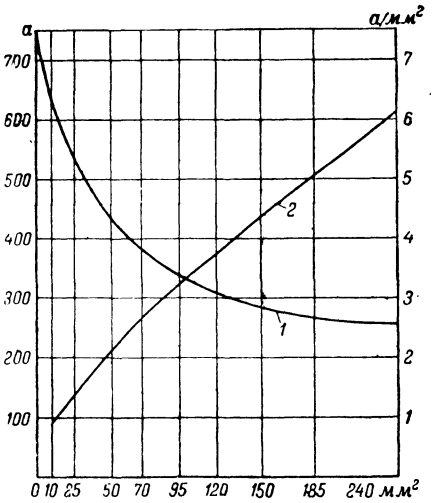


Рис. 6-2. Допускаемые токи и плотности тока на алюминиевые провода воздушных линий в зависимости от сечения проводов.

1—допускаемые плотности тока; *2*—допускаемые токи.

речное сечение — квадрату диаметра. Чем больше сечение провода, тем меньшая поверхность охлаждения приходится на единицу его поперечного сечения; ухудшаются условия отвода тепла в окружающую среду. Это приводит к худшему использованию материала провода крупного сечения, если сечение его определяется нагревом провода.

При расчете сетей допускаемые нагрузки на голые провода при длительном протекании тока находятся по таблице «Правил устройства» (см. приложение 8). При температурах окружающего воздуха, отличных от +25° С, допускаемые нагрузки на провода определяются умножением цифр этой таблицы на коэффициенты приложения 11.

6-3. НАГРЕВАНИЕ ИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДОВ ПРИ ДЛИТЕЛЬНОМ ПРОТЕКАНИИ ТОКА

Допускаемая температура жил изолированных проводов и кабелей определяется сохранностью изоляции. Длительный срок службы теплостойкой резиновой и полихлорвиниловой изоляцией обеспечивается при температуре жил провода, не превышающей + 65° С. Повышение температуры сверх указанной величины ведет к быстрому старению изоляции; резина становится хрупкой, образуются трещины и т. д. С повышением температуры сверх + 65° С полихлорвиниловая изоляция размягчается, ее сопротивление понижается.

Специальные изоляции — асбестовая, стеклянная и др. — позволяют поднять допускаемую температуру жилы провода до 100—120° С.

Условия охлаждения изолированных проводов несколько отличаются от условий охлаждения голых проводов. Тепловому потоку приходится преодолевать тепловое сопротивление изоляции, величина которого зависит от материалов изоляции и толщины ее. Закон отдачи тепла с наружной поверхности изолированного провода тот же, что и для голого провода.

При установлении допускаемых токов на изолированные провода используются теоретические формулы и опытные данные.

Допускаемые токовые нагрузки на изолированные провода с медными и алюминиевыми жилами при разных способах прокладки приведены в приложении 9. Эти нагрузки определены, исходя из температуры жилы + 65° С и температуры окружающей среды + 25° С. Допускаемые токи на провода при других температурах окружающей среды находятся умножением величин приложения 9 на поправочные коэффициенты, данные в приложении 11.

Анализируя допускаемые нагрузки на изолированные провода, замечаем:

1. При прокладке нескольких проводов в одной трубе допускаемые токовые нагрузки на провода уменьшаются; чем больше проводов в трубе, тем меньше допускаемый ток по проводу. С увеличением числа проводов в трубе количество выделяющегося тепла увеличивается.

2. Изолированные провода допускают несколько большие нагрузки, чем голые тех же сечений. Например, изолированный провод с медной жилой сечением 25 *мм*², при температуре жилы + 65° С допускает нагрузку 140 *а*. Если, пользуясь (6-5), подсчитать для тех же условий допускаемый ток на неизолированный провод М-25, то получим 132 *а*.

Большая допускаемая нагрузка на изолированные провода объясняется

следующими причинами:

1. Изолированный провод по сравнению с голым того же сечения имеет бо́льшую поверхность охлаждения.

2. Поверхность изолированного провода шероховатая — увеличивается отдача тепла конвекцией.

3. Изоляционные покровы имеют относительно малое тепловое сопротивление. Если провода изолировать материалами с большим тепловым сопротивлением, то допускаемые нагрузки на них будут меньше, чем на голые провода.

6-4. НАГРЕВАНИЕ КАБЕЛЕЙ ПРИ ДЛИТЕЛЬНОМ ПРОТЕКАНИИ ТОКА

Предельная температура жил кабелей с бумажной изоляцией со свинцовой или алюминиевой герметичной оболочкой определяется следующими обстоятельствами:

1. Устойчивостью кабельной бумаги. При длительном повышении температуры сверх допускаемой бумага разрушается, теряет механическую прочность, что ведет к порче кабеля.

2. Недопустимостью образования вакуумных и газовых включений внутри кабеля. Нагрев жил кабелей связан с увеличением объема кабеля и повышением внутреннего давления на свинцовую или алюминиевую оболочку его. Повышение давления в кабеле в основном обусловлено большим температурным коэффициентом расширения пропиточной массы (температурный коэффициент расширения пропиточной массы в 10—20 раз больше температурных коэффициентов расширения меди, алюминия и бумаги) и приводит к остаточным деформациям свинцовой оболочки. При снижении токовой нагрузки объем составных частей кабеля уменьшается. В первую очередь охлаждаются наружные слои изоляции, что приводит к обеднению пропиточной массой слоев изоляции, прилегающих к жилам кабелей. Образуются вакуумные и газовые включения. Ионная бомбардировка бумаги и действие активного озона в этих включениях ведут к разрушению изоляции кабеля.

Предельная температура жил кабелей с бумажной изоляцией и слоистыми полихлорвиниловыми оболочками определяется недопустимостью размягчения этих оболочек.

Допускаемые температуры жил кабелей с бумажной изоляцией по «Правилам устройства» приведены в табл. 6-1.

Таблица 6-1

Допускаемые температуры жил кабелей, °С

Линейные напряжения, *кв*	До 1	3	6	10	20	35
Допускаемые температуры кабелей со свинцовой и алюминиевой оболочками	80	80	65	60	50	50
То же для кабелей со слоистыми полихлорвиниловыми оболочками	65	—	—	—	—	—

Силовые кабели прокладываются в земле, на воздухе (в каналах, по стенам зданий), в трубах и т. д.

Тепло, выделяемое в кабелях, проложенных в земле, преодолев тепловое сопротивление его покровов, отводится с поверхности кабеля за счет теплопроводности почвы.

Процесс охлаждения кабеля на воздухе аналогичен процессу охлаждения изолированных проводов.

При определении количества тепла, выделяющегося в кабеле, учитываются потери энергии в диэлектрике изоляции и от наведенных токов в защитных и герметичных оболочках. Потери в броне и свинцовых или алюминиевых оболочках достигают практически заметных величин в одножильных кабелях.

Для кабелей, проложенных в земле, расчетная температура принимается равной наибольшей среднемесячной температуре почвы. На глубине 0,7—1,0 *м*, соответствующей глубине прокладки кабелей, изменения температуры в пределах 1 мес. очень невелики.

Допускаемые нагрузки на кабели находятся по таблицам «Правил устройства», которые составлены, исходя из температуры почвы +15° С (см. приложение 10).

Если в траншее прокладывается более одного кабеля с расстоянием между ними в свету 100—300 *мм*, то условия охлаждения ухудшаются

и допускаемые нагрузки на кабели снижаются в соответствии с данными приложения 12. При определении длительно допускаемых нагрузок резервные кабели в числе рядом лежащих кабелей не учитываются. Под резервными кабелями понимаются нормально работающие недогруженные кабели, при отключении которых возможна передача по оставшимся кабелям всей расчетной мощности.

При температуре почвы, отличной от + 15° С, условия охлаждения кабелей изменяются. Поправки на температуру почвы производятся умножением токовых нагрузок, приведенных в приложении 10, на коэффициенты приложения 11.

Кабели, проложенные по стенам зданий, в каналах (на воздухе) и т. д., имеют худшие условия охлаждения, чем при прокладке в земле. Длительно допускаемые токи по кабелям, проложенным на воздухе, при температуре его + 25° С и поправочные коэффициенты на температуру воздуха приведены в приложении 10.

Если в канале или туннеле проложено несколько кабелей, а вентиляция обеспечивает постоянство температуры в них, то снижения токовой нагрузки, зависящего от числа проложенных кабелей, не производится. Вводится только поправочный коэффициент на температуру воздуха. При прокладках кабелей на воздухе расчетная температура окружающей среды принимается равной температуре наиболее жаркого дня.

При сочетании ряда обстоятельств, например при прокладке параллельно нескольких кабелей и температуре почвы, отличной от + 15° С, допускаемая токовая нагрузка на кабель находится умножением нагрузок, приведенных в основных таблицах приложения, на произведение соответствующих поправочных коэффициентов.

Допускаемые нагрузки на кабели, проложенные в земле в трубах, принимаются равными нагрузкам кабелей, проложенным на воздухе.

В «Правилах устройства» имеется значительно больше таблиц допускаемых токовых нагрузок на провода и кабели, чем приведено в приложениях 8—10. В них даны таблицы допускаемых нагрузок для кабелей 20—35 *кв*, кабелей, прокладываемых в воде, кабелей с обедненно-пропитанной изоляцией и т. д.

В городах и на территориях промышленных предприятий иногда кабели прокладываются в блоках. Этот тип прокладки с точки зрения допускаемых нагрузок на кабели невыгоден. Добавочное тепловое сопротивление блока и воздуха между блоком и кабелем значительно снижает допускаемые нагрузки на кабели. Например, допускаемая нагрузка на кабели 10 *кв* с медными жилами 95 *мм*^{2}, смонтированные в бетонном блоке с шестью отверстиями, составляет около 65% допускаемой нагрузки такого же числа кабелей, проложенных в земле.

Снижение допускаемой токовой нагрузки на кабели, проложенные в бетонных блоках, зависит от числа кабелей, положения кабеля в блоке и сечения кабеля. Наибольшее снижение имеют кабели, расположенные к центру блока и в блоках для большого числа кабелей. В блоке с 24 отверстиями на кабели, находящиеся в центральной части его, допускаемая нагрузка снижается на 60%.

При аварийных режимах работы сети на время ликвидации аварии, но не более чем на 5 суток, разрешается перегрузка кабелей при всех способах прокладки до 130%. Эта перегрузка допустима только для кабелей, нагруженных в нормальных режимах работы сети не более чем на 80% длительно допускаемой нагрузки на них.

6-5. НАГРЕВАНИЕ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ ПРИ КРАТКОВРЕМЕННЫХ НАГРУЗКАХ

При протекании тока I по кабелю закон превышения температуры жил кабеля над температурой окружающей среды по времени, если кабель не охлаждается, изобразится прямой OA (рис. 6-3) *. Но кабель, нагреваясь, отдает тепло в окружающую среду, и потому действительный закон нагревания изображается кривой OB, имеющей уравнение

* Сказанное в этом параграфе о кабелях в полной мере относится к изолированным и голым проводам.

$$\tau = \tau_{нб}\left(1 - e^{-\frac{t}{T}}\right),$$

где τ — разность температур жил кабеля и окружающей среды (перегрев) в момент времени t;

$\tau_{нб}$ — наибольшая установившаяся разность температур жил кабеля и окружающей среды при длительной нагрузке кабеля током;

t — время, в течение которого проходит ток по кабелю;

T — постоянная времени нагрева; время, в течение которого кабель получил бы тот же перегрев $\tau_{нб}$ над окружающей средой, если бы он не отдавал тепла последней.

Закон охлаждения кабеля с перегревом жил $\tau_{нб}$ после отключения тока I изображен кривой CD (рис. 6-3), уравнение которой

$$\tau = \tau_{нб} e^{-\frac{t}{T}}.$$

Предположим, что кабель, нагруженный током I, то включается, то отключается. Перегрев кабеля при повторно-кратковременной нагрузке изобразится ломаной линией OE, состоящей из элементов кривой OB, соответствующей повышению температуры, и отрезков кривой CD, соответствующей охлаждению кабеля. Кривые OB и OE перегрева жил кабеля над окружающей средой построены для одного и того же тока нагрузки I. Из сопоставления этих кривых следует, что при одинаковом перегреве жил кабеля при прерывистой нагрузке можно допускать больший ток, чем при длительной нагрузке.

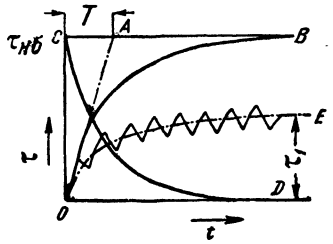


Рис. 6-3. Температура перегрева жил кабеля при длительной и повторно-кратковременной нагрузках.

Определение допускаемых токов по кабелям при кратковременных нагрузках производится специальным методом.

В «Правилах устройства» имеется указание, что допускаемые токи при повторно-кратковременных нагрузках проводов и кабелей с сечениями медных жил 10 *мм*², алюминиевых 16 *мм*² и выше определяются умножением допускаемых токов при длительной нагрузке на коэффициент

$$a = \frac{0{,}875}{ПВ}, \qquad (6\text{-}7)$$

где $ПВ$ — отношение продолжительности рабочего периода кабеля под током к общей продолжительности цикла повторно-кратковременной нагрузки (включено + отключено).

Пересчет допускаемых токов для повторно-кратковременной нагрузки можно производить при продолжительности работы кабеля под током не более 4 *мин* и продолжительности всего цикла не менее 10 *мин*.

Для проводов и кабелей с сечениями медных жил 6 *мм*², алюминиевых 10 *мм*² и меньшими из-за небольшой величины постоянной времени нагрева T допускаемые токи при повторно-кратковременной нагрузке принимаются равными допускаемым токам при длительной нагрузке.

6-6. НАГРЕВ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ

При коротких замыканиях по некоторым элементам электрических систем протекают токи, значительно превосходящие токи нормальных режимов работы системы. Токи короткого замыкания, нагревая жилы кабелей и проводов до высоких температур, могут привести к порче изоляции. На основании ряда опытов и исследований установлены допускаемые температуры нагрева жил кабелей и проводов при коротких замыканиях, приведенные в табл. 6-2.

Сечения жил кабелей и проводов, термически устойчивых при коротких замыканиях, определяются по формуле

$$F = I_{\infty}\sqrt{\frac{t_{ф}}{A_{\vartheta} - A_{\vartheta_0}}}, \qquad (6\text{-}8)$$

где I_∞ — установившийся ток короткого замыкания;

$t_ф$ — фиктивное время короткого замыкания, определяемое по кривым приложения 13.

Напомним, что β'' равно отношению периодической составляющей начального сверхпереходного тока I'' к установившемуся току короткого замыкания.

A — величина, являющаяся функцией температуры жилы, которая находится по кривым приложения 13.

Значение A_{ϑ_0} берется для температуры, соответствующей режиму, предшествовавшему короткому замыканию, а A_ϑ — допускаемой температуре жил кабелей и проводов при коротких замыканиях.

Для действительной продолжительности короткого замыкания t, меньшей 1 *сек*, фиктивное время $t_ф$ находится по формуле

$$t_ф = t_{ф.п} + 0{,}05(\beta'')^2, \qquad (6\text{-}9)$$

в которой $t_{ф.п}$ — фиктивное время для периодической слагающей тока короткого замыкания, определяемое по кривым приложения 13. Член $0{,}05\ (\beta'')^2$ учитывает действие апериодической слагаемой тока короткого замыкания.

При определении токов короткого замыкания в сетях за понизительными трансформаторами, мощность которых не превосходит 5% мощности генерирующих источников, допускается исходить из постоянства напряжения на зажимах высшего напряжения трансформатора при коротком замыкании; принимается, что ток короткого замыкания на стороне низшего напряжения не затухает.

По «Правилам устройства» провода и кабели, защищенные плавкими предохранителями, на термическую устойчивость не проверяются. Плавкие вставки предохранителей при коротких замыканиях перегорают очень быстро.

При других способах защиты сетей на термическую устойчивость не рассчитываются провода и кабели, идущие к отдельным электроприемникам, если имеется резерв в электрической и технологической частях, возможна замена проводника без значительных затруднений и т. д. [Л. 0-1].

Таблица 6-2

Допускаемые температуры нагрева жил проводов и кабелей при коротких замыканиях

Провода и кабели	Допускаемая температура, °С
Кабели с медными жилами с бумажной изоляцией до 10 *кв* включительно	250
То же с алюминиевыми жилами	200
Кабель 20—35 *кв* с бумажной изоляцией	175
Кабели и провода с резиновой изоляцией и провода с теплостойкой резиновой изоляцией	200
Провода с полихлорвиниловой изоляцией	200

6-7. ПЛАВКИЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Защита проводов и кабелей от протекания по ним токов, превосходящих допускаемые, осуществляется отключением перегруженного участка сети плавкими предохранителями или выключателями, снабженными реле. Наибольшее распространение имеют плавкие предохранители, что объясняется простотой конструкции и относительно малой стоимостью их.

Плавкие вставки предохранителей выпускаются на разные напряжения и номинальные токи $I_н$. Они испытываются наименьшими испытательными токами, превышающими номинальные токи вставок в 1,3—1,5 раза, и наибольшими испытательными токами, превышающими номинальные в 1,6—2,1 раза. Плавкие вставки должны выдерживать наименьший испытательный ток не менее 1—2 *ч*, а при наибольшем испытательном токе они должны перегорать в эти промежутки времени.

Токовременные характеристики некоторых плавких вставок (предохранителей НПН и НПР) показаны на рис. 6-4. По оси ординат отложены времена перегорания вставок, включая и время на гашение дуги, а по оси абсцисс — токи, протекающие через вставки.

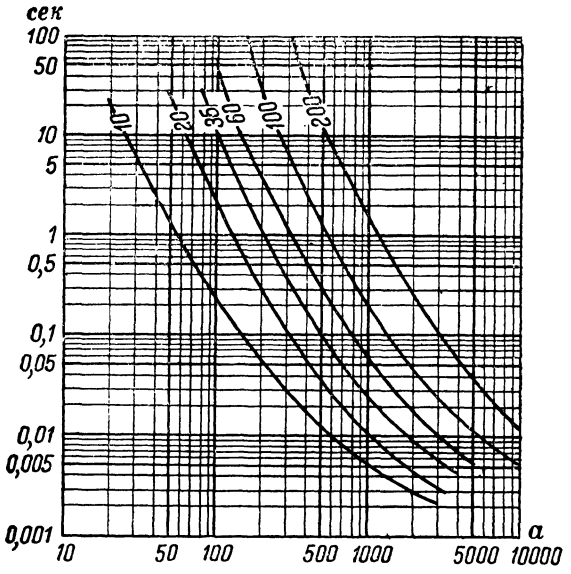


Рис. 6-4. Токовременные характеристики плавких вставок предохранителей низкого напряжения (типов НПН и НПР).

Плавкая вставка при хороших контактах и нормальных условиях работы может выдержать наименьший испытательный ток неограниченное время. Протекание тока, превышающего наименьший испытательный ток, приведет к перегоранию плавкой вставки. Защитное действие вставки определяется, следовательно, не номинальным, а наименьшим испытательным током.

На диаграмме на рис. 6-4 даны средние значения времен перегорания

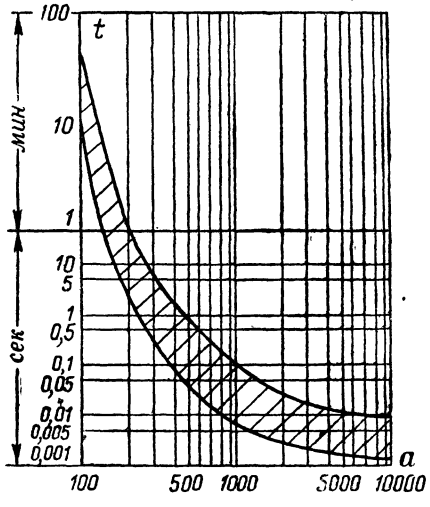


Рис. 6-5. Разброс токовременной характеристики плавкой вставки с $I_н = 60$ *а*.

вставок. В действительности токовременные характеристики имеют значительный «разброс» (рис. 6-5). Например, плавкая вставка с номинальным током 60 *а* при токе 1 000 *а* перегорит за период 0,006—0,1 *сек*. Разброс токовременных характеристик должен учитываться при выборе последовательно включенных плавких вставок, должных обеспечить и селективную защиту сети.

На производстве (фабриках, заводах и т. п.) работа предохранителей протекает в более тяжелых условиях, чем при лабораторных испытаниях. Плавкая вставка длительно подвергается действию высокой температуры, что приводит к окислению контактов. Наблюдается ослабление нажатия в контактах. В некоторых случаях температура воздуха, окружающего предохранитель, выше, чем температура, принятая при конструировании предохранителя. На производстве перегорание предохранителей наблюдается при токах, близких к их номинальным токам.

Плавкие предохранители не должны являться причиной перерывов электроснабжения, если нагрузка сети не превосходит допускаемой нагрузки проводов и кабелей. Поэтому плавкие вставки в нормальных условиях работы сети не следует нагружать выше номинальных токов, т. е. должно быть соблюдено условие

$$I_н \geqslant I_р, \qquad (6\text{-}10)$$

где $I_р$ — длительный рабочий (расчетный) ток нагрузки.

При кратковременных толчках тока плавкая вставка может выдержать значительно больший ток, чем ($I_н$) (рис. 6-4), не перегорая. Это обстоятельство является чрезвычайно важным, поскольку при выборе плавких вставок нужно учитывать и пусковые токи электродвигателей. Неучет их может привести к тому, что из-за перегорания вставок невозможно будет пустить электродвигатель в ход.

Плавкие вставки с точки зрения их работы и выбора делятся на два типа:

1. Плавкие вставки с малой тепловой инерцией (безынерционные), к которым относится боль-

шинство выпускаемых предохранителей (ПР, П, КП, НПН и НПР).

2. Плавкие вставки с большой тепловой инерцией — инертные (пробочные Е-27 и Е-33 при $I_н \leqslant 35$ *а*) [Л. 22].

Инертные плавкие вставки, выбранные по рабочему току электродвигателя, выдерживают, не перегорая, пусковые токи короткозамкнутых асинхронных электродвигателей.

Плавкие вставки с малой тепловой инерцией, как показывают опыт эксплуатации и соответствующие исследования, не следует во время пуска электродвигателей нагружать пусковым током $I_п$, бо́льшим 50% тока I, расплавляющего их за время пуска двигателя [Л. 23], определяемого по токовременны́м характеристикам (рис. 6-4).

При небольшой частоте пусков с длительностью разгона электродвигателей, не превышающей 2—2,5 *сек* (например, как у двигателей большинства металлообрабатывающих станков), пусковой ток двигателя не должен превосходить более чем в 2,5 раза номинальный ток плавкой вставки.

При большой частоте пусков и большой длительности разгона — до 10 *сек* (например, двигатели кранов) — пусковой ток электродвигателя не должен быть больше в 1,6—2,0 раза номинального тока плавкой вставки.

Следовательно, второе условие, которому должна удовлетворять безынерционная плавкая вставка, можно записать в виде:

1. Легкие условия пуска электродвигателей

$$I_н \geqslant \frac{I_п}{2{,}5}. \qquad (6\text{-}11)$$

2. Тяжелые условия пуска электродвигателей

$$I_н \geqslant \frac{I_п}{1{,}6 \div 2}. \qquad (6\text{-}12)$$

При токовых нагрузках проводов и кабелей, бо́льших допускаемых, изолирующие покровы их портятся, что может повлечь за собой:

1) короткое замыкание и выход из работы поврежденного участка сети;

2) пожар из-за возгорания покровов провода и воспламенения находящихся вблизи сгорающих материалов;

3) травмы и человеческие жертвы при прикосновении к проводам с плохой изоляцией.

Указанные причины заставляют защищать провода и кабели от повышения температуры жил сверх допускаемых.

В «Правилах устройства» защитные меры, чтобы избежать неоправданного расхода цветного металла и других материалов (изоляция и т. д.), установлены в соответствии с назначением помещений и условиями прокладки линий сети.

Рассмотрим необходимые соотношения между допускаемыми токами $I_д$ по проводам и кабелям и номинальными токами $I_н$ плавких вставок предохранителей.

1. Осветительные сети и сети бытовых и передвижных электроприемников жилых и общественных зданий, торговых и складских помещений, служебно-бытовых помещений промышленных предприятий и пожаро- и взрывоопасных помещений.

В этих помещениях провода и кабели должны быть защищены не только от токов короткого замыкания, но и от токов перегрузки, бо́льших допускаемых по ним.

По «Правилам устройства» допускаемый ток по проводам и кабелям должен быть равен или больше наименьшего испытательного тока $I_{н.и}$ плавкой вставки, т. е.

$$I_д \geqslant 1{,}25 I_н. \qquad (6\text{-}13)$$

В этой формуле минимальный испытательный ток принят в 1,25 раза больше номинального тока плавкой вставки, хотя для некоторых вставок $I_{н.и} = (1{,}5 \div 1{,}6)\ I_н$. Учитывая производственные условия работы предохранителей, можно считать, что при токах, равных 1,25 $I_н$, плавкие вставки всех типов предохранителей будут перегорать в течение 1—2 *ч*.

Выбор предохранителей по (6-13) обеспечивает, следовательно, перегорание плавкой вставки при нагрузке линии, превышающей допускаемый ток по проводу или кабелю; перегруженный участок сети будет отключен.

Такой выбор предохранителей обусловлен отсутствием контроля за нагрузкой сетей жилых, общественных и

других подобных им помещений. Всегда возможно присоединение добавочных ламп и бытовых приборов, на которые сеть не была рассчитана; необходима защита линий сети от возможных перегрузок.

2. Производственные помещения промышленных предприятий.

В осветительных сетях промышленных предприятий номинальные токи плавких вставок берутся равными или немного бо́льшими допускаемых токов по проводам и кабелям. Предохранители защищают их только при коротких замыканиях, но не защищают от перегрузок, способных попортить изоляцию. Допустимость такого положения объясняется тем, что перегрузки сети из-за присоединения новых электроприемников исключены. Все новые присоединения к сетям промышленных предприятий осуществляются по разрешению технического персонала, который и проверит возможность присоединения нового электроприемника.

При таком выборе, когда

$$I_д \leqslant I_н,$$

получается полное использование проводов и кабелей по условиям нагрева; последнее очень существенно, поскольку на сооружение осветительных сетей промышленных предприятий расходуется большое количество цветного металла, изолирующих материалов и т. д.

В магистралях и ответвлениях силовых сетей разрешается устанавливать плавкие вставки с номинальными токами, значительно бо́льшими допускаемых токов по проводам и кабелям. Должно быть соблюдено условие

$$I_н \leqslant 3I_д. \qquad (6\text{-}14)$$

Предохранители защищают сеть только при коротких замыканиях. Основанием к такому выполнению защиты служат соображения о невозможности перегрузки сети вследствие присоединения новых электроприемников без разрешения технического персонала.

Условие, выраженное неравенством (6-14), позволяет в очень многих случаях нагружать провода даже ответвлений к отдельным электродвигателям до предельных допускаемых токов. У асинхронных короткозамкнутых двигателей пусковой ток $I_п$ превышает их номинальный ток $I_{н.д}$ не более чем в 7—7,5 раза:

$$I_п \leqslant 7{,}5I_{н.д}.$$

При легких условиях пуска, когда разгон электродвигателя продолжается не более 2 — 2,5 *сек*, номинальный ток плавких вставок должен быть

$$I_п \leqslant 2{,}5I_н.$$

Приравнивая правые части последних уравнений и принимая $I_{н.д} = I_д$, получаем (6-14).

Если для силовых сетей промышленных предприятий установить те же требования, что для осветительных сетей, то в большинстве случаев сечения жил проводов и кабелей определялись бы не условиями нормального режима работы, а номинальными токами плавких вставок, выбранных по пусковым токам электродвигателей. На силовую сеть неоправданно было бы затрачено большое количество цветного металла и других материалов.

При защите сетей автоматическими выключателями и силовыми выключателями с реле отношения между токами трогания и допускаемыми токами по проводам и кабелям устанавливаются на основании соображений, аналогичных изложенным для плавких вставок.

6-8. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЖИЛ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ ПО УСЛОВИЯМ ДОПУСКАЕМОГО НАГРЕВА

Методику выбора сечения жил проводов и кабелей по условиям допускаемого нагрева рассмотрим на сети, схема которой дана на рис. 6-6. Силовая и осветительная сети получают электроэнергию от распределительного щита *РЩ*. Электродвигатели $Д_1$—$Д_4$ присоединены к шинам силовых шкафов *СЩ-1* и *СЩ-2*. Магистраль осве-

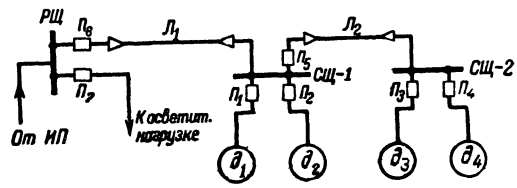


Рис. 6-6. Схема сети низкого напряжения.

тительной сети отходит непосредственно от распределительного щита.

В первую очередь нужно расставить плавкие предохранители и определить номинальные токи их плавких вставок. Предохранители размещаются так, чтобы обеспечить возможно бо́льшую надежность работы отдельных электроприемников и снизить расходы на сооружение сети.

Предохранители $П_1 — П_4$ на ответвлениях к электродвигателям $Д_1 — Д_4$ необходимы для того, чтобы повреждение на каком-либо ответвлении или ненормальная работа одного из двигателей не привели к перегоранию предохранителя $П_6$, т. е. к перерыву работы всех электродвигателей. Нужно, чтобы отключился только один поврежденный участок сети, что и достигается установкой предохранителей $П_1 — П_4$. Кроме того, такая постановка предохранителей, как правило, снижает расходы на сооружение сети. Без предохранителей $П_1 — П_4$ сечения проводов ответвлений должны выбираться в соответствии с предохранителем $П_6$. Номинальный ток его плавкой вставки, определяющийся суммарным током всех двигателей, будет значительно бо́льшим, чем номинальные токи плавких вставок предохранителей на ответвлениях к отдельным электродвигателям $Д_1 — Д_4$. Установка предохранителей $П_1 — П_4$ позволит взять для ответвлений провода (кабели) с меньшим сечением жил, чем для магистралей $Л_1$ и $Л_2$.

Указанные соображения заставляют иногда устанавливать предохранитель $П_5$; сечение проводов линии $Л_2$ можно взять меньшим, чем для линии $Л_1$ (рис. 6-6).

Предохранители $П_6$ и $П_7$ обеспечивают надежность работы внешней сети, идущей от источника питания *ИП*, при неисправностях во внутренней сети.

Наметив расстановку плавких предохранителей, перейдем к определению номинальных токов плавких вставок и выбору сечений проводов и кабелей для отдельных участков сети.

1. Ответвления к отдельным электродвигателям

Рабочий ток электродвигателя трехфазного переменного тока

$$I_р = \frac{bP_н \cdot 10^3}{\eta \sqrt{3} \cdot U_н \cos\varphi},$$

где $P_н$ — номинальная мощность двигателя, *квт*;

$U_н$ — номинальное напряжение двигателя, *в*;

b — коэффициент загрузки двигателя, равный отношению потребной мощности для машины-орудия к номинальной мощности двигателя;

$\cos\varphi$ — коэффициент мощности двигателя при действительной нагрузке его;

η — к. п. д. электродвигателя при действительной нагрузке его.

Пусковой ток электродвигателя зависит от его типа и берется по заводским данным.

Плавкая вставка с малой тепловой инерцией, как указывалось ранее, должна выбираться, исходя из двух условий:

а) при нормальной работе

$$I_н \geqslant I_р;$$

б) при пуске электродвигателя в ход:

легкие условия пуска

$$I_н \geqslant \frac{I_п}{2{,}5};$$

тяжелые условия пуска

$$I_н \geqslant \frac{I_п}{1{,}6 \div 2}.$$

Из двух найденных значений $I_н$ берется большее, по которому и подбирается номинальный ток стандартной плавкой вставки.

Номинальные токи инертных плавких вставок определяются только по току нормального режима электродвигателя.

Сечения проводов (кабелей) ответвлений к электродвигателям выбираются также из двух условий.

а) Допускаемый ток по проводу (кабелю) должен быть равен или больше длительного рабочего тока двигателя:

$$I_д \geqslant I_р.$$

б) Сечение провода (кабеля) должно соответствовать номинальному току плавкой вставки:

$$I_{н} \leqslant 3I_{д}.$$

Например, при номинальном токе плавкой вставки 60 *а* для линии, три провода с алюминиевыми жилами и полихлорвиниловой изоляцией которой проложены в одной трубе, нельзя взять сечение жилы провода менее 4 *мм*^{2} (см. приложение 9, табл. 2). Допускаемый ток для этого провода 25 *а*, а для провода 2,5 *мм*^{2} 17 *а*.

2. Магистральные участки сети

По головному участку $Л_1$ магистрали проходит рабочий ток

$$I_{р1} = m \sum_{1}^{n} I_{р}, \qquad (6\text{-}15)$$

где $\sum_{1}^{n} I_{р}$ — сумма рабочих токов всех электродвигателей;

m — коэффициент одновременности, учитывающий, что не все электродвигатели одновременно имеют наибольшую нагрузку.

Номинальный ток плавких вставок предохранителя $П_6$ должен быть равен или больше тока $I_{р1}$.

Ток по магистрали, соответствующий пуску электродвигателей, находится в предположении пуска только одного двигателя. При небольшом числе электродвигателей это предположение соответствует действительным условиям работы фабрично-заводских предприятий. При большом числе электродвигателей номинальные токи плавких вставок определяются рабочими, а не пусковыми токами.

Пусковой ток на головном участке магистрали определится, следовательно, равным:

$$I_{п1} = m \sum_{1}^{n-1} I_{р} + I_{п}. \qquad (6\text{-}16)$$

Первый член правой части уравнения — сумма рабочих токов $(n-1)$ электродвигателей при n установленных двигателях. Пусковой ток $I_{п}$ должен быть взят для двигателя, у которого разность $(I_{п} - I_{р})$ имеет наибольшее значение. Это условие не всегда соответствует более мощному электродвигателю. Электродвигатель меньшей мощности, но с большей кратностью пускового тока может иметь бо́льшую величину $(I_{п} - I_{р})$, чем крупный двигатель.

Зная рабочий и пусковой токи, определим номинальный ток плавких вставок предохранителя $П_6$ и сечение жил проводов (кабеля) магистрали $Л_1$ изложенным выше методом.

Аналогично производится выбор плавких вставок и сечений проводов для всех остальных участков силовой сети.

Плавкие вставки и сечения проводов осветительной сети выбираются только по условиям длительного режима работы.

При выборе плавких вставок нужно следить за тем, чтобы была обеспечена селективность защиты сети. Селективным действием защиты называется отключение только поврежденного участка сети; все остальные участки сети должны остаться в работе. Например, в случае повреждения двигателя $Д_4$ ток короткого замыкания пройдет через предохранители $П_4 - П_6$. Должен перегореть предохранитель $П_4$; электродвигатели $Д_1$ и $Д_3$ останутся в работе. Перегорание предохранителя $П_5$, приводящее также к остановке двигателя $Д_3$ или предохранителя $П_6$ с остановкой всех двигателей, соответствует неселективному действию защиты.

Выбор плавких вставок, обеспечивающих селективность защиты сети, производится по токовременны́м характеристикам вставок (см. рис. 6-4) с учетом возможного разброса характеристик. При обычно встречающихся условиях в разветвленных сетях низкого напряжения, питаемых от трансформаторов до 1 000 *ква*, селективность защиты будет обеспечена:

1. При небольших токах перегрузки, если плавкие вставки предохранителя, находящегося ближе к источнику питания, будут взяты с номинальным током, бо́льшим на одну ступень номинального тока более удаленного предохранителя. Например, если пре-

дохранители $П_1$ и $П_2$ (см. рис. 6-6) взяты с $I_н = 15$ *а*, то предохранитель $П_5$ должен иметь плавкие вставки с номинальным током не менее 20 *а*.

2. При коротких замыканиях, если плавкие вставки предохранителя, расположенного ближе к источнику питания, будут взяты с номинальным током, бо́льшим на одну-две ступени, чем номинальный ток вставок следующего, более удаленного предохранителя. Одна ступень по стандартной шкале принимается при небольших номинальных токах плавких вставок.

Линии сети, защищенные плавкими предохранителями, на термическую устойчивость при коротких замыканиях не рассчитываются.

При выборе сечений проводов и кабелей под допускаемой нагрузкой следует понимать нагрузку, соответствующую заданным условиям работы, т. е.

$$I'_д = \alpha_1 \alpha_2 I_д,$$

где $I_д$ — допускаемая нагрузка провода или кабеля при условиях работы, принятых „Правилами устройства";

α_1 и α_2 — коэффициенты, учитывающие изменения допускаемой нагрузки на кабель или провод при условиях, отличающихся от принятых „Правилами устройства", например, при прокладке в одной траншее нескольких кабелей, при температуре окружающей среды, отличной от принятой, при установлении допускаемой нагрузки на кабели и т. д.

Для определения сечения жил проводов и кабелей, работающих в условиях, отличающихся от принятых «Правилами устройства», целесообразно использовать следующий расчетный прием: находят фиктивный рабочий ток, который при прокладке кабеля (провода) в условиях, соответствующих допускаемым нагрузкам, приведенным в таблицах «Правил устройства», вызвал бы тот же нагрев, что и действительный ток, в условиях, ожидаемых для проектируемой линии. По найденному фиктивному рабочему току $I_{р.ф}$, пользуясь таблицами допускаемых нагрузок на провода и кабели, сразу определяют необходимое сечение.

Рабочий ток по линии должен быть равен или меньше допускаемого тока по проводу или кабелю, т. е.

$$\alpha_1 \alpha_2 I_д \geqslant I_р,$$

или

$$I_д \geqslant \frac{I_р}{\alpha_1 \alpha_2}, \qquad (6\text{-}17)$$

где

$$\frac{I_р}{\alpha_1 \alpha_2} = I_{р.ф}, \qquad (6\text{-}18)$$

и представляет собой фиктивный рабочий ток по линии.

Пример 6-1. На одном из заводов часть цеховых подстанций с суммарной нагрузкой 2,5 *Мва* предположено питать от распределительного пункта *РП* (см. рис. 6-7). К распределительному пункту от источника питания *ИП* прокладываются две линии $Л_4$ напряжением 6 *кв*, выполненные кабелями с алюминиевыми жилами в свинцовой оболочке. Для обеспечения надежности электроснабжения каждая линия должна быть рассчитана на полную мощность распределительного пункта. Температура почвы в летнее время +20° С.

К цеховой подстанции с трансформатором 750 *ква* кабель $Л_3$ с алюминиевыми жилами в свинцовой оболочке проложен в канале с температурой воздуха +35° С. Выключатель *В* отключает короткое замыкание через 0,7 *сек*. Установившийся ток короткого замыкания 4 000 *а*; периодическая составляющая сверхпереходного тока $I'' = 5\,600$ *а*.

От распределительного щита *РЩ* цеховой подстанции отходит ряд линий 380 *в*, из которых одна питает освещение цеха с общей нагрузкой 12 *квт*.

Магистраль $Л_1$—$Л_2$ выполняется проводами с алюминиевыми жилами с полихлорвиниловой изоляцией. Три провода магистрали прокладываются в одной трубе. Температура окружающей среды +25° С. При расчете линии $Л_2$ принять коэффициент одновременности 0,9. Ответвления к электродвигателям $д_1$—$д_4$ монтируются проводами с алюминиевыми жилами с полихлорвиниловой изоляцией, прокладываемыми открыто на изолирующих опорах. Температура в помещении +25° С.

Характеристики электродвигателей приведены в табл. 6-3.

Расставить плавкие предохранители с малой тепловой инерцией в сети, исходя из экономических соображений и обеспечения надежности работы электроприемников, а также определить сечения проводов и кабелей, считая, что продолжительность использования наибольших нагрузок отдельных электроприемников составляет 3 000 *ч/год*.

Первой стадией проекта сети является расстановка предохранителей. Размещение их

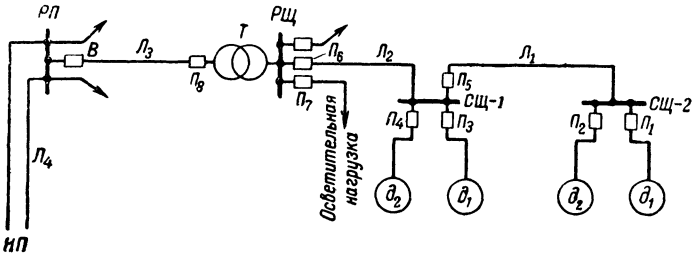


Рис. 6-7. Схема участка заводской сети.

показано на рис. 6-7 и произведено в соответствии с положениями, изложенными в теоретической части курса.

Определим номинальный ток плавких вставок и сечения проводов к электродвигателям $д_1$ и $д_2$.

Таблица 6-3

Характеристики электродвигателей

Характеристики двигателей и условия работы	Двигатели	
	$д_3$ и $д_4$	$д_1$ и $д_2$
Мощность двигателей, *квт*	10	10
Типы двигателей . .	С фазным ротором	Короткозамкнутый
Коэффициент полезного действия двигателей	0,86	0,875
Коэффициент мощности двигателей при полной нагрузке	0,87	0,89
Пусковые токи . . .	$I_п = 1{,}5 I_н$	$I_п = 6{,}5 I_н$
Коэффициенты загрузки двигателей	1	0,9

Примечание. Коэффициент мощности и к. п. д. двигателей $д_1$ и $д_2$ при загрузке 0,9 принимаются равными величинам, соответствующим номинальной нагрузке.

Рабочий и пусковой токи этих двигателей

$$I_р = \frac{0{,}9 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38 \cdot 0{,}875 \cdot 0{,}89} = 17{,}6\ а;$$

$$I_п = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38 \cdot 0{,}875 \cdot 0{,}89} 6{,}5 = 127\ а.$$

Номинальный ток плавких вставок предохранителей $П_1$ и $П_2$ по рабочему току

$$I_н \geqslant I_р;\ I_н \geqslant 17{,}6\ а;$$

по пусковому току, принимая, что разгон двигателя происходит за 2 *сек*,

$$I_н \geqslant \frac{I_п}{2{,}5};\ I_н \geqslant \frac{127}{2{,}5} = 51\ а.$$

Плавкие вставки предохранителей должны быть взяты по пусковому току; берем их с номинальным током 60 *а*.

Допускаемый ток по проводам ответвлений к двигателям $д_1$ и $д_2$ не должен быть меньше рабочего тока, длительно протекающего по ним, т. е.

$$I_д \geqslant I_р;\ I_д \geqslant 17{,}6\ а.$$

По табл. 2 приложения 9 находим, что по рабочему току нужно взять провод сечением 2,5 *мм*². Допускаемый ток по этому проводу 24 *а*.

По „Правилам устройства" номинальный ток плавких вставок в пределе может быть в 3 раза больше допускаемого тока по проводу; допускаемый ток по проводу должен быть

$$I_д \geqslant \frac{I_н}{3};\ I_д \geqslant \frac{60}{3} = 20\ а.$$

Следовательно, и по этому условию нужно смонтировать провод с сечением жилы 2,5 *мм*².

Найдем номинальный ток плавких вставок и сечение проводов ответвлений к электродвигателям $д_3$ и $д_4$.

Рабочий ток двигателя

$$I_р = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38 \cdot 0{,}86 \cdot 0{,}87} = 20{,}6\ а.$$

Номинальный ток плавких вставок предохранителей $П_3$ и $П_4$ определится рабочим током, поскольку пусковой ток превосходит рабочий ток всего в 1,5 раза. Следовательно,

$$I_н \geqslant 20{,}6\ а.$$

Берем $I_н = 25\ а$.

Допускаемый ток по проводу должен быть больше рабочего тока линии

$$I_д \geqslant I_р;\ I_д \geqslant 20{,}6\ а.$$

По приложению 9 находим, что следует взять провод сечением 2,5 *мм*².

Перейдем к выбору плавких вставок и сечений проводов участка $Л_1$ магистрали.

Рабочий ток магистрали

$$I_{р1} = 2 \cdot 17{,}6 = 35{,}2\ а.$$

Ток при пуске одного из двигателей

$$I_{п1} = 17{,}6 + 127 \approx 145\ а.$$

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя $П_5$ определяется пусковым то-

ком, который примерно в 4 раза больше рабочего тока магистрали $Л_1$

$$I_н = \frac{145}{2,5} = 58 \approx 60 \text{ а}.$$

Допускаемый ток по проводу должен быть

$$I_д \geqslant 35,2 \text{ а}.$$

По табл. 2 приложения 9 находим, что по рабочему току можно взять провод 10 *мм*², по которому при трех проводах в одной трубе допускаемый длительный ток равен 47 *а*.

В магистрали с этим сечением проводов можно поставить плавкие вставки с номинальными токами 60, 80, 100 и 125 *а*. Монтаж предохранителей 60 и 80 *а* недопустим, поскольку плавкие вставки предохранителей $П_1$ и $П_2$ выбраны с номинальным током 60 *а*. Не будет обеспечена селективность действия защиты. Предпочтительно взять плавкие вставки 100 *а*, при которых селективность работы защиты будет более обеспечена, чем при вставках с номинальным током 80 *а*.

Рабочий ток магистрали $Л_2$

$$I_{р2} = 0,9(2 \cdot 17,6 + 2 \cdot 20,6) \approx 69 \text{ а}.$$

Ток при пуске одного электродвигателя

$$I_{п2} = 17,6 + 127 + 2 \cdot 20,6 \approx 186 \text{ а}.$$

Номинальный ток плавких вставок предохранителя $П_6$ определяется пусковым током и должен быть взят из условия

$$I_н \geqslant 75 \text{ а}.$$

По приложению 9 находим, что магистраль $Л_2$ должна быть выполнена проводами сечением 25 *мм*², длительно допускаемый ток по которым составляет 80 *а*. Наибольший номинальный ток плавкой вставки предохранителя $П_6$ может быть, следовательно,

$$I_н \leqslant 3 \cdot 80 = 240 \text{ а}.$$

Возьмем номинальный ток вставок предохранителя 160 *а*, т. е. бо́льшим на две ступени стандартной шкалы номинальных токов плавких предохранителей по сравнению с номинальным током вставок предохранителя $П_5$. Такой выбор предохранителя $П_6$ обеспечивает селективность действия предохранителей $П_5$ и $П_6$.

Рабочий ток осветительной магистрали

$$I_р = \frac{12}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 18,3 \text{ а}.$$

Предохранитель $П_7$ может иметь плавкие вставки с $I_н = 20$ *а*.

Сечение жил кабеля линии $Л_3$ находится по номинальной мощности трансформатора *Т* цеховой подстанции. Такой расчет позволяет полностью использовать мощность трансформатора. Отметим, что в случаях, когда на трансформаторы допускаются продолжительные перегрузки сверх их номинальной мощности, выбор сечений жил кабелей должен производиться с учетом перегрузки.

Рабочий ток трансформатора, отнесенный к напряжению 6 *кв*,

$$I_р = \frac{750}{\sqrt{3} \cdot 6} = 72 \text{ а}.$$

Плавкие вставки предохранителя $П_8$ берем с $I_н = 75$ *а*.

Допускаемый ток по кабелю должен быть не меньше фиктивного рабочего тока, найденного с учетом изменения допускаемой нагрузки на кабель в зависимости от условий прокладки. При температуре воздуха в канале +35° С для кабелей 6 *кв* ($\vartheta = +65°$ С) поправочный коэффициент $\alpha = 0,87$ (см. приложение 11).

Фиктивный рабочий ток

$$I_{р.ф} = \frac{I_р}{\alpha} = \frac{72}{0,87} = 83 \text{ а}.$$

По приложению 10 следует взять кабель с сечением жил 35 *мм*².

Наименьшее возможное сечение жил кабеля по термической устойчивости при коротких замыканиях определяется по (6-8):

$$F = \frac{I_\infty}{86} \sqrt{t_ф},$$

в которой

$$t_ф = t_{ф.п} + 0,5(\beta'')^2;$$

$$\beta'' = \frac{I''}{I_\infty} = \frac{5\,600}{4\,000} = 1,4.$$

По кривым приложения 13 для $\beta'' = 1,4$ и времени $t = 0,7$ *сек* и (6-9) получим:

$$t_ф = 0,8 + 0,05 \cdot 1,4^2 = 0,9;$$

следовательно,

$$F = \frac{4\,000}{86} \sqrt{0,9} = 44 \text{ мм}^2.$$

Линия $Л_3$ должна быть выполнена кабелем с сечением жил 50 *мм*². Сечение жил кабеля определилось током короткого замыкания, а не нагрузкой кабеля.

Наиболее неблагоприятным режимом для линии $Л_4$ с точки зрения нагрева будет отключение одного кабеля при передаче всей мощности по второму кабелю, оставшемуся в работе.

Рабочий ток линии

$$I_р = \frac{2\,500}{\sqrt{3} \cdot 6} = 240 \text{ а}.$$

Фиктивный рабочий ток линии с учетом поправки на температуру почвы $\alpha = 0,95$ и допускаемой „Правилами устройства“ перегрузки в аварийных режимах работы сети на 30% определится равным:

$$I_{р.ф} = \frac{240}{0,95 \cdot 1,3} = 194 \text{ а}.$$

По приложению 10 находим, что сечение жил кабелей должно быть взято 70 *мм*².

По экономической плотности тока сечение жил кабелей определится равным:

$$F=\frac{240}{2\cdot 3}=40\ мм^2.$$

Сечение жил кабелей линии $Л_4$ определилось условиями допускаемого нагрева, а не потерями электроэнергии в сети, и должно быть взято 70 $мм^2$. Это сечение удовлетворяет и условиям термической устойчивости кабеля при коротких замыканиях. В соответствии с «Правилами устройства», поскольку каждый кабель рассчитан на передачу всей потребной заводу мощности, проверки по термической устойчивости каждого кабеля не требуется. Термически устойчивым должен быть пучок кабелей, т. е. два кабеля, работающие параллельно.

Глава седьмая

ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТЯХ РАЙОННОГО ЗНАЧЕНИЯ

7-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Все электроприемники конструируются для работы при определенном номинальном напряжении. Отклонения напряжения от номинального на их зажимах ведет к ухудшению работы электроприемников.

Изменение основных характеристик ламп накаливания в зависимости от напряжения на их зажимах дано на рис. 7-1.

Приведенные кривые показывают большое влияние напряжения на работу ламп накаливания. Например, снижению напряжения на 5% соответствует уменьшение светового потока на 18%; понижение напряжения на 10% вызывает снижение светового потока лампы более чем на 30%.

Снижение светового потока ламп приводит к уменьшению освещенности рабочего места, в результате чего уменьшается производительность труда и ухудшаются качественные показатели. Производительность труда наборщика, например, при освещенности рабочего места 100 *лк* составляет 90% производительности при хорошем дневном освещении. Понижение освещенности на 30%, соответствующее снижению напряжения на 10%, уменьшает производительность труда еще на 4,5% и увеличивает ошибки в наборе на 13%.

Плохое освещение рабочих мест, проходов, улиц и т. п. увеличивает количество несчастных случаев с людьми.

Понижение напряжения ухудшает к. п. д. ламп накаливания. Снижение напряжения на 10% уменьшает световую отдачу лампы (*лм/вт*) на 20%.

Повышение напряжения сети приводит к увеличению к. п. д. ламп. Но повышение напряжения влечет за собой резкое уменьшение срока службы ламп. При повышении напряжения на 5% срок службы ламп накаливания уменьшается вдвое, а при повышении на 10% — более чем в 3 раза.

Люминесцентные лампы менее чувствительны к отклонениям напряжения сети. Отклонения напряжения на 1% в среднем вызывают изменение светового потока лампы на 1,25%.

У бытовых нагревательных приборов (плитки, утюги и т. п.) нагревательные элементы состоят из активных сопротивлений. Мощность, отдаваемая ими в зависимости от напряжения сети, выражается уравнением

$$P=I^2R=\frac{U^2}{R},$$

показывающим, что снижение напряжения сети вызывает резкое уменьшение мощности, отдаваемой нагревательным прибором. Последнее приводит к значительному увеличению вре-

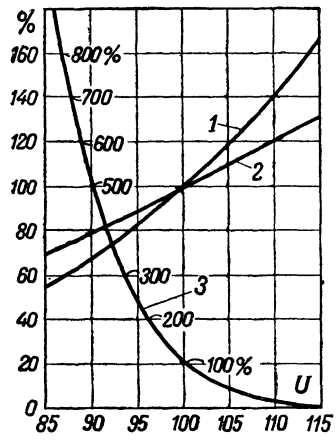


Рис. 7-1. Характеристики ламп накаливания. *1* — световой поток; *2* — светоотдача; *3* — срок службы (цифры на ординате — для кривых *1* и *2*).

мени работы прибора и перерасходу электроэнергии на приготовление пищи и т. д.

Характеристики всех других бытовых электроприборов также зависят от подведенного напряжения.

При изменениях напряжения на зажимах электродвигателей изменяются вращающий момент, потребляемая мощность и срок службы изоляции обмоток.

Вращающие моменты асинхронных электродвигателей пропорциональны квадрату приложенного к их зажимам напряжения. Если момент двигателя при номинальном напряжении принять за 100%, то при напряжении 90%, например, вращающий момент составит 81%. Сильное снижение напряжения может даже привести к остановке электродвигателей или невозможности пустить электродвигатель, приводящий в движение машину с тяжелыми условиями пуска (подъемники, дробилки, мельницы и т. д.). Недостаточные вращающие моменты электродвигателей могут явиться причиной брака продукции, порчи полуфабриката и т. п.

Зависимости изменения потребляемой электродвигателями мощности от напряжения при стационарном режиме работы системы называются статическими характеристиками электрической нагрузки потребителей.

При понижении напряжения активная мощность, потребляемая электродвигателем, уменьшается вследствие уменьшения вращающего момента и связанного с этим увеличения скольжения.

Увеличение скольжения вызывает возрастание потерь активной мощности в двигателе.

При увеличении напряжения скольжение уменьшается и потребная для привода механизма мощность увеличивается. Потери активной мощности в электродвигателе уменьшаются.

Анализ показывает, что активная нагрузка от электродвигателей при изменениях напряжения, соответствующих нормальным режимам работы системы, меняется незначительно и потому может приниматься постоянной.

Изменения реактивной нагрузки электродвигателей от напряжения зависят от соотношения реактивной мощности намагничивания и реактивной мощности рассеяния двигателей. Реактивная мощность намагничивания изменяется примерно пропорционально четвертой степени напряжения. Реактивная мощность рассеяния, зависящая от тока электродвигателей, изменяется обратно пропорционально примерно второй степени напряжения. При снижениях напряжения против номинального (до некоторой величины) реактивная нагрузка электродвигателей всегда снижается. Объясняется это тем, что реактивная мощность намагничивания, составляющая до 70% всей реактивной мощности, потребляемой электродвигателем, снижается быстрее, чем увеличивается реактивная мощность рассеяния.

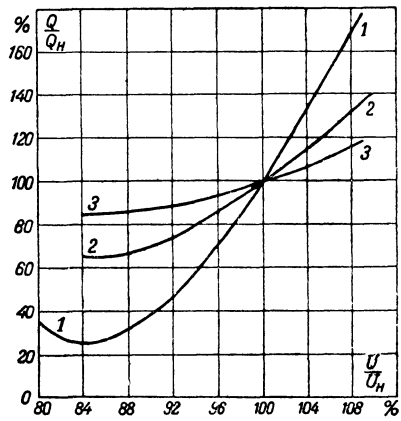


Рис. 7-2. Статические характеристики электрических нагрузок.

1 — бумажный комбинат, cos φ = 0,92; *2* — металлообрабатывающий завод, cos φ = 0,93; *3* — текстильная фабрика, cos φ = 0,77.

Зависимости потребления реактивной мощности от напряжения сети для некоторых потребителей приведены на рис. 7-2. Эти кривые — статические характеристики электрических нагрузок потребителей в целом, т. е. с учетом влияния на них трансформаторов, освещения и т. д. Кривая *1* бумажного комбината идет очень круто. Чем меньше загрузка двигателей и чем выше коэффициент мощности их при номинальном напряжении, тем круче идет кривая зависимости потребляемой реактивной мощности от напряжения сети.

Длительное снижение напряжения на 10% на зажимах электродвигателей при полной их загрузке приводит

вследствие более высокой температуры обмоток к износу изоляции двигателей примерно вдвое скорее, чем при номинальном напряжении.

Значительное влияние напряжения сети на работу электроприемников заставляет уделять большое внимание поддержанию напряжения на зажимах потребителей, близкого к номинальному напряжению. Подводимое к потребителям напряжение является одним из двух качественных показателей электроэнергии.

Изменения напряжения в сети можно классифицировать следующим образом:

1. Медленно протекающие изменения напряжения, которые обычно и бывают при работе сети. Эти изменения называются отклонениями напряжения. Отклонения напряжения определяются как разность действительного напряжения на зажимах электроприемников и номинального напряжения. Отклонения напряжения могут быть отрицательными и положительными величинами. Первым соответствуют понижения напряжения по отношению к номинальному, вторым — повышения напряжения.

Отклонения напряжения в сетях обусловливаются изменениями нагрузок сети, режимов работы электростанций и т. д.

2. Быстро протекающие изменения напряжения вследствие аварий в электрических системах и других причин. В качестве примеров можно указать на короткие замыкания, качание машин, включение и отключение одного из элементов установки и т. п. Быстро протекающие изменения называются колебаниями напряжения.

7-2. НАТУРАЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Передача электроэнергии по линии происходит распространением электромагнитных волн, скорость которых (волновая скорость), если пренебречь активными сопротивлением и проводимостью линии, определяется формулой [Л. 23]

$$v = \frac{1}{\sqrt{L_0 C_0}}, \qquad (7\text{-}1)$$

где L_0 и C_0 — индуктивность и емкость единицы длины линии.

Для воздушных линий эта скорость близка к скорости света, т. е. $v = 300\,000$ *км/сек*. Для кабельных линий, в основном из-за увеличения емкости жил кабеля, скорость распространения электромагнитных волн уменьшается примерно до 150 000 *км/сек*.

При передаче по линиям конечной длины происходит отражение волн от конца линий. Можно рассматривать движение прямых и обратных волн напряжения и тока, идущих с одинаковой скоростью v в прямом и обратном направлениях. Волны тока и напряжения в линии складываются из прямой и обратной волн. Отражения волн не будет, если сопротивление приемника электроэнергии равно волновому сопротивлению линии:

$$z_c = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}}. \qquad (7\text{-}2)$$

Для передачи энергии с наименьшими потерями мощности и энергии необходимо отрегулировать на обоих концах линии напряжение и ток так, чтобы они совпадали по фазе, т. е. чтобы $\cos\varphi = 1$. При этих условиях передается мощность

$$P = I^2 z_c = \frac{\mathscr{U}^2}{z_c}. \qquad (7\text{-}3)$$

Мощность

$$P_{нт} = 3P = \frac{U^2}{z_c}$$

называется натуральной мощностью линии.

В предыдущих формулах $\mathscr{U}$ — фазное напряжение, а U — линейное напряжение линии.

Волновые сопротивления линий зависят от их индуктивности и емкости. Для высоковольтных линий трехфазного переменного тока волновые сопротивления изменяются в узких пределах, составляя для воздушных линий 375—400 *ом*, а для кабельных 35—40 *ом*. Принимая для воздушных линий $z_c = 400$ *ом*, а для кабельных $z_c = 40$ *ом*, найдем натуральные мощности линий при разных стандартных

напряжениях электропередач, приведенные в табл. 7-1.

Для воздушных линий 400 *кв* с расщепленными проводами натуральная мощность составляет около 550 *Мвт*.

Из табл. 7-1 следует, что одну и ту же мощность по кабельным линиям можно передать при напряжении, примерно в 3 раза меньшем, чем по воздушным линиям.

Таблица 7-1

Натуральные мощности линий

Напряжения линий, *кв*	Натуральные мощности линий, *Мвт*	
	воздушных	кабельных
35	3	30
110	30	300
150	56	560
220	120	1 200
330	272	—
400	400	—
500	625	—

7-3. ДАЛЬНИЕ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Зависимости между токами и фазными напряжениями в начале и конце линии с равномерно распределенными сопротивлениями и проводимостями, как известно из электротехники, выражаются уравнениями:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \operatorname{ch} \sqrt{ZY} + \dot{I}_2 \sqrt{\frac{Z}{Y}} \operatorname{sh} \sqrt{ZY}$$

и

$$\dot{I}_1 = \dot{U}_2 \sqrt{\frac{Y}{Z}} \operatorname{sh} \sqrt{ZY} + \dot{I}_2 \operatorname{ch} \sqrt{ZY}.$$

Для линии без потерь активной мощности, когда $R=0$ и $G=0$, получим:

$$Z = jx_0 l \quad \text{и} \quad Y = jb_0 l.$$

Подставляя значения Z и Y в уравнения линии и вводя обозначение

$$\lambda_л = \omega \sqrt{L_0 C_0} \cdot l,$$

находим

$$\left.\begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 \operatorname{ch} j\lambda_л + \dot{I}_2 \sqrt{\frac{L_0}{C_0}} \cdot \operatorname{sh} j\lambda_л; \\ \dot{I}_1 &= \dot{U}_2 \sqrt{\frac{C_0}{L_0}} \cdot \operatorname{sh} j\lambda_л + \dot{I}_2 \operatorname{ch} j\lambda_л, \end{aligned}\right\} \quad (7\text{-}4)$$

где $\lambda_л$ — волновая длина линии.

При частоте переменного тока f, которой соответствует длина волны λ, помня, что

$$\sqrt{L_0 C_0} = \frac{1}{v} = \frac{1}{f\lambda},$$

формулу волновой длины линии можно представить в виде:

$$\lambda_л = \frac{2\pi f l}{f\lambda} = 2\pi \frac{l}{\lambda}.$$

Следовательно, волновая длина линии показывает, какая часть волны (в радианах) укладывается на линии, имеющей протяженность l.

Гиперболические функции мнимой переменной $j\lambda_л$ можно выразить через тригонометрические функции вещественной переменной $\lambda_л$:

$$\operatorname{ch} j\lambda_л = \cos \lambda_л;$$

$$\operatorname{sh} j\lambda_л = j \sin \lambda_л.$$

Внося эти значения в (7-4) и помня, что $\sqrt{\frac{L_0}{C_0}}$ представляет собой волновое сопротивление линии z_c, получаем:

$$\left.\begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 \cos \lambda_л + jI_2 z_c \sin \lambda_л; \\ \dot{I}_1 &= j \frac{\dot{U}_2}{z_c} \sin \lambda_л + \dot{I}_2 \cos \lambda_л, \end{aligned}\right\} \quad (7\text{-}5)$$

При работе линии с натуральной мощностью ток и напряжение вдоль всей линии остаются постоянными по величине (рис. 7-3).

Поворот вектора напряжения $\dot{U}$ вызван падениями напряжения в индуктивных сопротивлениях отдельных элементов линии, равными $\dot{I}x_0$ и повернутыми на 90° по отношению к вектору тока в данной точке линии [Л. 24]. Найдем значение вектора напряжения

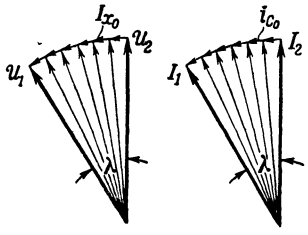


Рис. 7-3. Векторные диаграммы напряжений и токов линии.

$\dot{\mathcal{U}}_1$, для чего воспользуемся первым уравнением (7-5). Совмещая вектор $\mathcal{U}_2$ с осью вещественных величин и подставляя

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{\mathcal{U}}_2}{z_c},$$

получаем

$$\dot{\mathcal{U}}_1 = \mathcal{U}_2 \cos\lambda_л + j\frac{\mathcal{U}_2}{z_c} z_c \sin\lambda_л =$$

$$= \mathcal{U}_2(\cos\lambda_л + j\sin\lambda_л) = \mathcal{U}_2 e^{j\lambda_л}. \quad (7\text{-}6)$$

Индуктивное падение напряжения в линии составит:

$$u_L = \omega L_0 l I,$$

Подставляя I из (7-3), получаем

$$u_L = \omega L_0 l \frac{\mathcal{U}}{z_c},$$

или

$$u_L = \frac{\omega l}{v}\mathcal{U}.$$

Для воздушных линий переменного тока 50 *гц*

$$u_L = \frac{314l}{300\,000}\mathcal{U} \approx 0{,}001\mathcal{U}. \quad (7\text{-}7)$$

Индуктивное падение напряжения в длинных линиях достигает значительных величин. При длине воздушной линии 500 *км* оно составляет около половины напряжения линии; при длине 1 000 *км* $\mathcal{U}_L = \mathcal{U}$.

Поворот вектора тока I (рис. 7-3) обусловливается емкостным током линии. В каждой точке линии, работающей с натуральной мощностью, емкостный ток i_C данного элемента линии опережает на 90° напряжение $\mathcal{U}$.

Значение вектора тока I найдем, воспользовавшись вторым уравнением (7-5), приняв те же предпосылки, что и при определении напряжения $\mathcal{U}_1$:

$$\dot{I}_1 = j\frac{\mathcal{U}_2}{z_c}\sin\lambda_л + \dot{I}_2\cos\lambda_л =$$

$$= j\frac{\mathcal{U}_2}{z_c}\sin\lambda_л + \frac{\mathcal{U}_2}{z_c}\cos\lambda_л =$$

$$= \frac{\mathcal{U}_2}{z_c} e^{j\lambda_л} = \dot{I}_2 e^{j\lambda_л}, \quad (7\text{-}8)$$

т. е. вектор тока не изменяется по величине и повертывается на тот же угол, что и вектор напряжения.

Полный емкостный ток линии равен:

$$I_C = \omega C_0 l \mathcal{U}. \quad (7\text{-}9)$$

Подставляя значение $\mathcal{U}$ из (7-3) и вводя скорость v из (7-1), получаем

$$I_C = \omega C_0 l I \sqrt{\frac{L_0}{C_0}} = \frac{\omega l}{v} I.$$

Для воздушных линий переменного тока 50 *гц*

$$I_C \approx 0{,}001 l I.$$

В линии длиной 500 *км* емкостный ток равен около половины тока I, соответствующего работе линии с натуральной мощностью; при длине линии 1 000 *км* $I_C \approx I$.

При передаче по линии натуральной мощности, несмотря на то, что емкостный ток и индуктивное падение напряжения в линии велики, затруднений в работе линий не наблюдается. Ток и напряжение вдоль всей длины линии остаются неизменными по величине. Векторы тока и напряжения начала линии опережают соответствующие векторы в конце линии на угол $\lambda_л$. При длине воздушной линии 500 *км* $\lambda_л = \pi : 6$ (поворот на 30°); при длине 1 000 *км* угол $\lambda_л = \pi : 3$ (поворот на 60°).

При натуральной мощности на любом участке линии потери реактивной мощности равны реактивной мощности, генерируемой этим участком линии.

Потери реактивной мощности в линии на длине l

$$\Delta Q = I^2 X = I^2 \omega L_0 l.$$

Реактивная мощность, генерируемая линией,

$$\Delta Q_C = \mathcal{U} I_C = \mathcal{U}\omega C_0 l U = \mathcal{U}^2 \omega C_0 l.$$

Подставляя значение $\mathcal{U}$ из (7-3) и раскрывая значение z_c, получаем

$$\Delta Q_C = I^2 z_c^2 \omega C_0 l = I^2 \omega L_0 l,$$

т. е.

$$\Delta Q = \Delta Q_C.$$

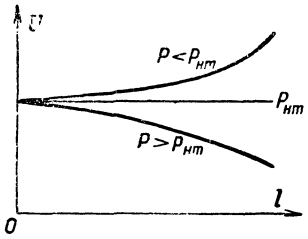


Рис. 7-4. Напряжение вдоль линии в зависимости от нагрузки.

При передаче по линии мощности, большей натуральной, $P > P_{нт}$ падение напряжения в индуктивном сопротивлении линии увеличивается [векторы тока начинают отставать от векторов напряжения (рис. 7-3)] и напряжение вдоль линии от генератора к приемному концу снижается (рис. 7-4). Если нагрузка линии меньше натуральной $P < P_{нт}$, то напряжение к концу линии возрастает, как показано на рис. 7-4.

Напряжение вдоль линии при передаче натуральной мощности изобразится прямой, параллельной оси абсцисс.

При принудительном поддержании напряжений в начале и конце линии одинаковыми (при нагрузке, большей натуральной) напряжение в середине линии понижается (рис. 7-5). При нагрузке линии, меньшей натуральной мощности, напряжение в середине линии повышается.

Поддержание равных напряжений по концам линии можно осуществить генераторами и синхронными компенсаторами.

При передаче по линии мощности, меньшей натуральной, потери реактивной мощности в линии меньше реактивной мощности, генерируемой линией. Избыток реактивной мощности, генерируемой линией, идет к обоим

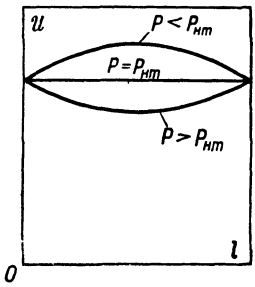


Рис. 7-5. Напряжение вдоль линии при разных нагрузках и одинаковых напряжениях по ее концам.

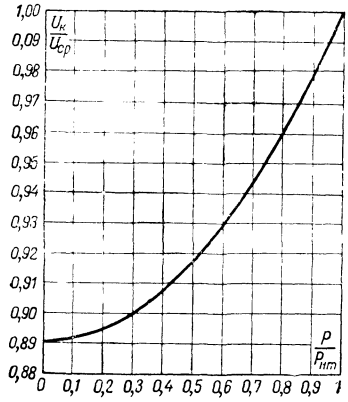


Рис. 7-6. Зависимость между напряжениями в конце и начале линии от ее нагрузки.

концам линии, в результате чего и получается подъем напряжения. Наибольший подъем напряжения будет в середине линии в точке, от которой начинается растекание избыточной реактивной мощности в обе стороны.

При передаче мощности, большей натуральной, потери реактивной мощности в линии превосходят реактивную мощность, генерируемую линией. С концов линии необходимо добавить реактивную мощность; в результате напряжение по концам линии выше, чем в середине.

Повышение напряжения в середине линии длиной 900 *км* в зависимости от нагрузки линии показано на рис. 7-6. По оси ординат отложены отношения напряжения $U_к$ концов линии к напряжению $U_{ср}$ в середине линии, а по оси абсцисс — нагрузки линии в долях натуральной мощности.

Повышение напряжения в середине длинной линии может достигнуть значительной величины. Так, для линии длиной около 1 500 *км* повышение напряжения может превзойти 20%. Такое повышение напряжения недопустимо по условиям работы изоляции электропередачи. Необходимы мероприятия, предотвращающие большой подъем напряжения. Одним из таких мероприятий может быть компенсация линий, рассмотренная ниже.

Определим, какие мощности могут передаваться по линиям без потерь активной мощности, приняв в качестве критерия идеальный предел мощности. Предельно передаваемые

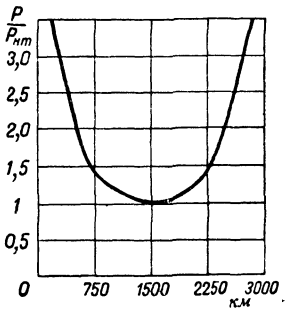


Рис. 7-7. Пропускная способность линии.

мощности по линиям разных длин при $f = 50$ *гц*, выраженные через натуральную мощность $P_{нт}$, в зависимости от длины линии показаны на рис. 7-7 [Л. 25].

При нулевой длине линии можно передать бесконечно большую мощность. По мере увеличения длины линии вплоть до 1 500 *км*, что соответствует четверти длины волны, передаваемая мощность снижается. Дальнейшее увеличение длины линии позволяет снова увеличить передаваемую мощность. По линии длиной 3 000 *км*, соответствующей половине длины волны, можно передавать бесконечно большую мощность.

При учете активных сопротивлений и проводимости линий пропускная способность линий 3 000 *км* резко снижается.

7-4. ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Связь между фазными напряжениями и токами в начале и конце линии электропередачи выражается уравнениями:

$$\dot{U}_1 = A\dot{U}_2 + B\dot{I}_2; \qquad (7\text{-}10)$$

$$\dot{I}_1 = C\dot{U}_2 + D\dot{I}_2, \qquad (7\text{-}11)$$

или

$$\dot{U}_2 = D\dot{U}_1 - B\dot{I}_1; \qquad (7\text{-}12)$$

$$\dot{I}_2 = -C\dot{U}_1 + A\dot{I}_1, \qquad (7\text{-}13)$$

в которых A, B, C и D — обобщенные постоянные электропередачи.

Для симметричных и несимметричных схем

$$AD - BC = 1. \qquad (7\text{-}14)$$

Для симметричных схем, кроме того, всегда соблюдается условие

$$A = D. \qquad (7\text{-}15)$$

Значения обобщенных постоянных зависят от схемы замещения линии.

Принимая сопротивления и проводимости линии равномерно распределенными вдоль всей ее длины, получаем:

$$\left.\begin{aligned} A &= \operatorname{ch}\sqrt{ZY};\ B = \sqrt{\frac{Z}{Y}}\operatorname{sh}\sqrt{ZY};\\ C &= \sqrt{\frac{Y}{Z}}\operatorname{sh}\sqrt{ZY};\ D = \operatorname{ch}\sqrt{ZY}. \end{aligned}\right\} \qquad (7\text{-}16)$$

Для вычисления обобщенных постоянных по (7-16) требуются специальные таблицы гиперболических функций комплексного аргумента ($p \pm jq$), которые мало распространены. Эти вычисления поэтому часто делаются с помощью следующих формул:

$$\operatorname{ch}(p \pm jq) = \operatorname{ch} p \cdot \cos q \pm j \operatorname{sh} p \cdot \sin q;$$

$$\operatorname{sh}(p \pm jq) = \operatorname{sh} p \cdot \cos q \pm j \operatorname{ch} p \cdot \sin q.$$

Значения $\operatorname{ch} p$ и $\operatorname{sh} p$ берутся по таблицам гиперболических функций, а значения $\cos q$ и $\sin q$ — по таблицам круговых функций, для чего q переводится в градусы путем умножения на 57,3.

Для линий протяженностью меньше 1 000 *км* $p < 0{,}1$, что позволяет считать

$$\operatorname{ch} p = 1 \text{ и } \operatorname{sh} p = p.$$

Приняв это положение, найдем:

$$\operatorname{ch}(p \pm jq) = \cos q \pm jp \sin q;$$

$$\operatorname{sh}(p \pm jq) = p \cos q \pm j \sin q.$$

При расчетах и анализах элементы электропередачи замещаются П-, Т- и Г-образными схемами замещения. Выбор схемы определяется наибольшей наглядностью анализа и наименьшим количеством расчетной работы.

Рассмотрим на примере несимметричной П-образной схемы (см. рис. 7-8) определение обобщенных постоянных линий и их физическую сущность, воспользовавшись для этого рассмотрением режимов работы линии при холостом ходе и коротком замыкании.

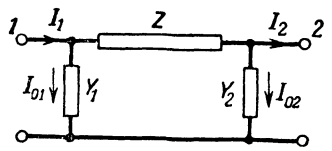


Рис. 7-8. П-образная несимметричная схема замещения.

1. Режим холостого хода

При $I_2 = 0$ уравнение (7-10) приобретает вид:

$$\dot{U}_{1x.x} = A\dot{U}_{2x.x},$$

откуда

$$A = \frac{\dot{U}_{1x.x}}{\dot{U}_{2x.x}}.$$

Следовательно, A представляет собой отношение напряжений в начале и конце линии при холостом ходе ее.

Для этого же режима работы из (7-11) имеем:

$$C = \frac{\dot{I}_{1x.x}}{\dot{U}_{2x.x}},$$

т. е. C, имеющая размерность проводимости, равна отношению тока холостого хода линии к напряжению в конце линии.

Ток в проводимости Y_2 (рис. 7-8) при фазном напряжении в конце линии $\dot{U}_2$ будет:

$$\dot{I}_{02} = \dot{U}_2 Y_2,$$

а напряжение в начале линии

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \dot{I}_{02}Z = \dot{U}_2 + \dot{U}_2 Y_2 Z = \\ = \dot{U}_2(1 + Y_2 Z). \qquad (7\text{-}17)$$

Сравнивая полученное уравнение с (7-11), находим:

$$A = 1 + Y_2 Z. \qquad (7\text{-}18)$$

Зная ток $\dot{I}_{02}$ в проводимости Y_2 и напряжение $\dot{U}_1$ в начале линии, определяем ток I_1 в начале линии:

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_{02} + \dot{U}_1 Y_1 = \dot{U}_2 Y_2 + \dot{U}_2 Y_1(1 + Y_2 Z) = \\ = \dot{U}_2(Y_1 + Y_2 + Y_1 Y_2 Z).$$

Совместное рассмотрение полученного уравнения с (7-11) дает:

$$C = Y_1 + Y_2 + Y_1 Y_2 Z. \qquad (7\text{-}19)$$

2. Режим короткого замыкания.

При $\dot{U}_2 = 0$ из (7-10) и (7-11) находим:

$$B = \frac{\dot{U}_1}{\dot{I}_2} \quad \text{и} \quad D = \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_2}.$$

Обобщенная постоянная B, имеющая размерность полного сопротивления, представляет собой отношение напряжения в начале линии к току в конце ее. Обобщенная постоянная D безразмерна и равна отношению токов в начале и конце линии в режиме короткого замыкания.

Напряжение на зажимах проводимости Y_1

$$\dot{U}_1 = \dot{I}_2 Z,$$

что приводит к

$$B = Z.$$

Ток в проводимости Y_1

$$\dot{I}_{01} = \dot{U}_1 Y_1 = Y_1 Z \dot{I}_2.$$

Ток в начале линии

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 + \dot{I}_{01} = \dot{I}_2 + Y_1 Z \dot{I}_2 = \dot{I}_2(1 + ZY_1),$$

или

$$D = 1 + ZY_1. \qquad (7\text{-}21)$$

При симметричной П-образной схеме, когда $Y_1 = Y_2 = \frac{Y}{2}$, формулы (7-18)—(7-21) получают вид:

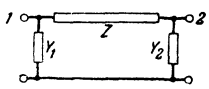
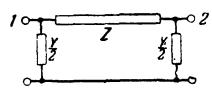
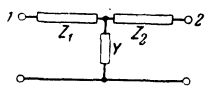
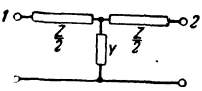
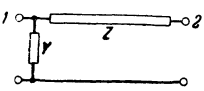
$$\left.\begin{aligned} A &= D = 1 + \frac{ZY}{2}; \\ B &= Z; \\ C &= Y\left(1 + \frac{ZY}{4}\right). \end{aligned}\right\} \qquad (7\text{-}22)$$

Аналогичным путем можно найти обобщенные постоянные электропередачи при других схемах замещения. Значения обобщенных постоянных для разных схем замещения приведены в табл. 7-2.

Для получения точных значений напряжений и токов линий с равномерно распределенными сопротивлениями и проводимостями, рассчитываемых по схемам с сосредоточенными сопротивлениями и проводимостями, вводятся поправочные коэффициенты k. Умножая действительные значения сопротивлений и проводимостей на эти коэффициенты, получим

Таблица 7-2

Обобщенные постоянные электропередачи

Схемы	A	B	C	D
Равномерно распределенные вдоль всей длины линии сопротивления и проводимости	$\mathrm{ch}\sqrt{ZY}$	$\sqrt{\frac{Z}{Y}}\,\mathrm{ch}\sqrt{ZY}$	$\sqrt{\frac{Y}{Z}}\,\mathrm{sh}\sqrt{ZY}$	$\mathrm{ch}\sqrt{ZY}$
Несимметричная П-образная схема замещения 	$1+Z\cdot Y_2$	Z	$Y_1+Y_2+Y_1Y_2Z$	$1+ZY_1$
Симметричная П-образная схема замещения 	$1+\frac{ZY}{2}$	Z	$Y\left(1+\frac{ZY}{4}\right)$	$1+\frac{ZY}{2}$
Несимметричная Т-образная схема замещения 	$1+Z_1Y$	$Z_1+Z_2+Z_1Z_2Y$	Y	$1+Z_2Y$
Симметричная Т-образная схема замещения 	$1+\frac{ZY}{2}$	$Z\left(1+\frac{ZY}{4}\right)$	Y	$1+\frac{ZY}{2}$
Г-образная схема замещения 	1	Z	Y	$1+ZY$

их значения которые должны быть приняты в схеме с сосредоточенными постоянными.

Из теоретической электротехники известно, что для П-образной симметричной схемы замещения поправочный коэффициент k_1, на который нужно умножить проводимость линии, равен:

$$k_1=\frac{2(\mathrm{ch}\sqrt{ZY}-1)}{\sqrt{ZY}\,\mathrm{sh}\sqrt{ZY}}.$$

Разлагая гиперболические функции в ряд и беря только первые члены ряда, получаем:

$$k_1=\frac{1+\frac{ZY}{12}}{1+\frac{ZY}{6}}. \qquad (7\text{-}23)$$

Поправочный коэффициент k_2 к сопротивлению линии

$$k_2=\frac{\mathrm{sh}\sqrt{ZY}}{ZY};\quad k_2=1+\frac{ZY}{6}. \qquad (7\text{-}24)$$

Для Т-образной схемы замещения поправочные коэффициенты остаются теми же, с той лишь разницей, что на k_1 следует умножить сопротивление линии Z, а на k_2 — проводимость линии Y.

Принимая активную проводимость линии равной нулю, после некоторых упрощений можно поправочные коэффициенты для П-образной схемы представить в виде:

$$\left.\begin{aligned} k_r &= 1 - \frac{l^2}{3} x_0 b_0; \\ k_x &= 1 - \frac{l^2}{6}\left(x_0 b_0 - r_0^2 \frac{b_0}{x_0}\right); \\ k_C &= 0{,}5\frac{3 + k_r}{1 + k_r}, \end{aligned}\right\} \quad (7\text{-}25)$$

где r_0, x_0 и b_0 — активное и реактивное сопротивления и емкостная проводимость 1 *км* линии;
l — длина линии, *км*.

Коэффициентом k_r вносится поправка к действительному активному сопротивлению линии R, коэффициентом k_x — к индуктивному сопротивлению и коэффициентом k_C — к емкостной проводимости линии.

Введение поправочных коэффициентов можно рекомендовать при длине воздушных линий более 300 *км*, а для кабельных — при длинах более 50—100 *км*.

7-5. КОМПЕНСИРОВАННЫЕ ЛИНИИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Диаграмма на рис. 7-7 показывает, что пропускная способность линии электропередачи сильно зависит от волновой длины линии:

$$\lambda_л = 2\pi f l \sqrt{L_0 C_0}.$$

Последняя зависит не только от длины линии l, но и от индуктивности L_0 и емкости C_0 линии, отнесенных к единице ее длины. Изменяя L_0 и C_0, изменим волновую длину линии.

Изменений индуктивности и емкости линии электропередачи можно достигнуть искусственным включением дополнительных сопротивлений и проводимостей в линии. Применяя, например, продольную (последовательную) компенсацию (настройку), включая последовательно в линию реакторы P (рис. 7-9,*а*), увеличиваем индуктивное сопротивление линии, увеличиваем волновую длину линии. При последовательной компенсации линии конденсаторами K (рис. 7-9,*б*) уменьшаем индуктивное сопротивление линии и волновую ее длину.

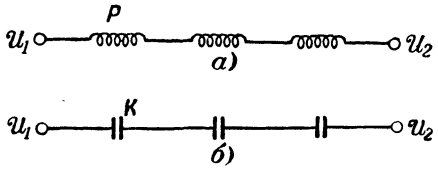


Рис. 7-9. Продольная компенсация линии.
а — реакторами; *б* — конденсаторами.

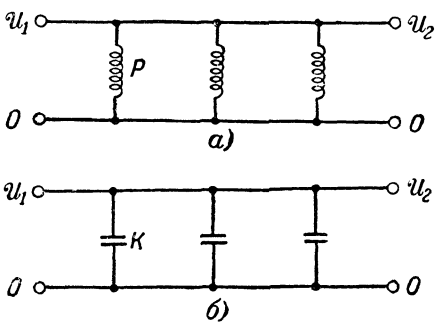


Рис. 7-10. Поперечная компенсация линии.
а — реакторами; *б* — конденсаторами.

Для настройки линий можно применять и поперечную (параллельную) компенсацию.

Включение реакторов P по схеме на рис. 7-10,*а* эквивалентно уменьшению емкости линии, т. е. уменьшению волновой длины. Поперечная компенсация конденсаторами K (рис. 7-10,*б*) соответствует увеличению волновой длины линии.

Рассмотренные схемы компенсации линий показывают, что подбором реакторов и конденсаторов можно изменять волновую длину, приближая ее к величине, при которой получаются наиболее благоприятные условия работы. Очевидно, что при настройке линии можно использовать одновременно продольную и поперечную компенсации. Нужно выбрать наиболее технически и экономически целесообразную схему компенсации линии.

Определение емкостей и индуктивностей, необходимых для настройки линии, производится следующим образом: предположим, что настройкой линию желательно привести к условиям работы, соответствующим длине линии, равной полуволне. Сопоставляя общие уравнения линии

$$\dot{U}_1 = A\dot{U}_2 + B\dot{I}_2;$$
$$\dot{I}_1 = C\dot{U}_2 + D\dot{I}_2$$

с уравнениями линии с полуволновой длиной

$$\dot{U}_1 = -\dot{U}_2;\ \dot{I}_1 = -\dot{I}_2,$$

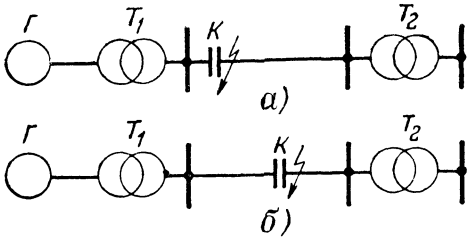


Рис. 7-11. Электропередача с продольной компенсацией конденсаторами.

получаем, что после настройки линия должна иметь обобщенные постоянные

$$A_1 = D_1 = 1 \text{ и } B_1 = C_1 = 0. \quad (7\text{-}26)$$

Зная A, B, C и D до компенсации линии и имея их значения из соотношений (7-26), определяем сопротивления реакторов и конденсаторов, необходимые для настройки линии.

Для увеличения пропускной способности линий 110—220 *кв* применяется продольная компенсация линий конденсаторами. На линиях 330—500 *кв* применяется поперечная компенсация реакторами и продольная — конденсаторами (см. гл. 13).

Место включения конденсаторов выбирается с учетом токов короткого замыкания. Включение их вблизи генераторов $Г$ станции (рис. 7-11,*а*) при значительной компенсации индуктивных сопротивлений генераторов $Г$ и трансформаторов T_1 емкостным сопротивлением конденсаторов $К$ приведет к увеличению токов короткого замыкания до неприемлемой величины. В таком случае конденсаторы целесообразнее размещать, например, в середине длины линии (рис. 7-11,*б*); до точки короткого замыкания вводится дополнительное индуктивное сопротивление участка линии.

7-6. ПРЕОБРАЗОВАНИЯ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ

Рассмотрим последовательное соединение двух четырехполюсников (рис. 7-12) и приведение их к одному эквивалентному четырехполюснику.

Зависимости между напряжениями и токами по концам каждой схемы для точек *1—2* и *2—3* выражаются уравнениями:

$$\dot{U}_1 = A_1\dot{U}_2 + B_1\dot{I}_2;$$
$$\dot{I}_1 = C_1\dot{U}_2 + D_1\dot{I}_2$$

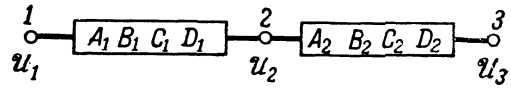


Рис. 7-12. Последовательное соединение четырехполюсников.

и

$$\dot{U}_2 = A_2\dot{U}_3 + B_2\dot{I}_3;$$
$$\dot{I}_2 = C_2\dot{U}_3 + D_2\dot{I}_3.$$

Подставляя из двух последних уравнений значения $\dot{U}_2$ и $\dot{I}_2$ в первые два уравнения, получаем:

$$\dot{U}_1 = A_1(A_2\dot{U}_3 + B_2\dot{I}_3) + B_1(C_2\dot{U}_3 + D_2\dot{I}_3);$$
$$\dot{I}_1 = C_1(A_2\dot{U}_3 + B_2\dot{I}_3) + D_1(C_2\dot{U}_3 + D_2\dot{I}_3),$$

или после преобразований

$$\left.\begin{aligned} \dot{U}_1 &= (A_1A_2 + B_1C_2)\dot{U}_3 + \\ &+ (A_1B_2 + B_1D_2)\dot{I}_3; \\ \dot{I}_1 &= (C_1A_2 + D_1C_2)\dot{U}_3 + \\ &+ (C_1B_2 + D_1D_2)\dot{I}_3. \end{aligned}\right\} \quad (7\text{-}27)$$

Следовательно, обобщенные постоянные четырехполюсника, замещающего две последовательно включенные схемы замещения, равны:

$$A = A_1A_2 + B_1C_2; \qquad B = A_1B_2 + B_1D_2;$$
$$C = C_1A_2 + D_1C_2; \qquad D = C_1B_2 + D_1D_2.$$

При параллельном включении двух четырехполюсников (рис. 7-13) обобщенные постоянные эквивалентного четырехполюсника равны:

$$\left.\begin{aligned} A &= \frac{A_1B_2 + B_1A_2}{B_1 + B_2}; \quad B = \frac{B_1B_2}{B_1 + B_2}; \\ C &= C_1 + C_2 + \frac{(A_1 - A_2)(D_2 - D_1)}{B_1 + B_2}; \\ D &= \frac{B_1D_2 + D_1B_2}{B_1 + B_2}. \end{aligned}\right\} \quad (7\text{-}28)$$

Рассмотрим на примере электропередачи (рис. 7-14,*а*), имеющей по концам трансформаторы T_1 и T_2, приве-

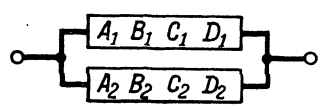


Рис. 7-13. Параллельное соединение четырехполюсников.

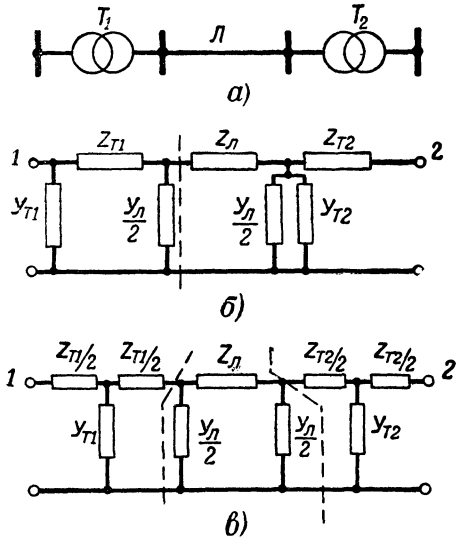


Рис. 7-14. Схема замещения электропередачи.

дение сложной схемы к одному четырехполюснику.

Изобразим линию П-образной схемой замещения с сопротивлением $Z_л$ и проводимостями $\frac{Y_л}{2}$, а трансформаторы—Г-образными схемами с сопротивлениями $Z_{т1}$ и $Z_{т2}$ и проводимостями $Y_{т1}$ и $Y_{т2}$. Обобщенные постоянные П-образной схемы, находящейся влево от пунктирной линии на рис. 7-14,*б*, согласно табл. 7-2 будут:

$$A_1 = 1 + \frac{Z_{т1}Y_л}{2};\quad B_1 = Z_{т1};$$

$$C_1 = Y_{т1} + \frac{Y_л}{2} + \frac{Y_{т1}Y_л}{2}Z_л;\quad D = 1 + Z_{т1}Y_{т1}.$$

Обобщенные постоянные Т-образной схемы (вправо от пунктирной линии) будут:

$$A_2 = 1 + Z_л\left(Y_{т2} + \frac{Y_л}{2}\right);$$

$$B_2 = Z_л + Z_{т2} + Z_л Z_{т2}\left(Y_{т2} + \frac{Y_л}{2}\right);$$

$$C_2 = Y_{т2} + \frac{Y_л}{2};\quad D_2 = 1 + Z_{т2}\left(Y_{т2} + \frac{Y_л}{2}\right).$$

Рассматривая эти две схемы как последовательно соединенные четырехполюсники, можно, пользуясь (7-27), найти обобщенные постоянные четырехполюсника, замещающего трансформаторы и линию.

Представляя трансформаторы Т-образной схемой (рис. 7-14,*в*), мы получили бы три последовательно включенных четырехполюсника, что значительно увеличило бы счетную работу при определении обобщенных постоянных эквивалентного четырехполюсника.

7-7. РАСЧЕТ ЛИНИИ ПО ТОКУ НАГРУЗКИ

Определим напряжение и ток в начале линии с равномерно распределенными сопротивлениями и проводимостями по заданному току i_2 и фазному напряжению $\dot{u}_2$ в конце линии (рис. 7-15,*а*). Примем для линии П-образную схему замещения (рис. 7-15,*б*), которая будет симметричной.

В начале расчета находят по приведенным ранее формулам активное R и реактивное X сопротивления и активную G и реактивную B проводимости всей линии. Если рассчитывается линия большой длины, то значения R, X, G и B умножают на поправочные коэффициенты.

Построим векторную диаграмму токов и напряжений для рассматриваемой линии, совместив вектор фазного напряжения $\dot{u}_2$ в конце линии с осью действительных значений.

Ток $\dot{I}_2$ в конце линии (рис. 7-15,*б*) найдется как сумма тока i_2 нагрузки и тока i_{y2} в проводимости $\frac{Y_л}{2}$ в конце линии.

Активный и емкостный токи в проводимости будут:

$$i_{g2} = \dot{u}_2\frac{G}{2} \quad \text{и} \quad i_{c2} = \dot{u}_2\frac{B}{2}.$$

Вектор активного тока в проводимости совпадает по фазе с вектором напряжения $\dot{u}_2$, а вектор емкостного

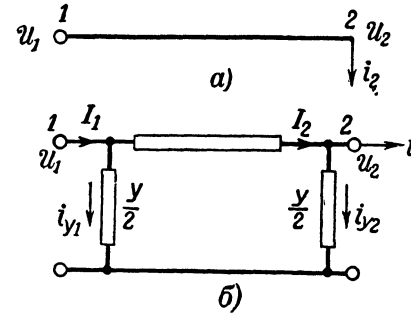


Рис. 7-15. Схема линии.

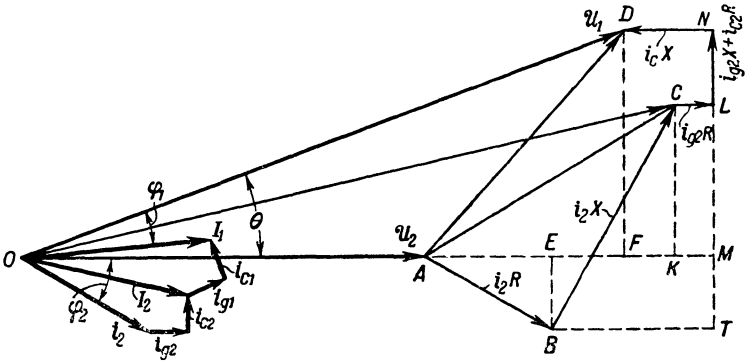


Рис. 7-16. Векторная диаграмма токов и напряжений линии.

тока опережает его на 90°. Пристраивая к концу вектора тока нагрузки (см. рис. 7-16) векторы токов i_{g2} и i_{c2}, получаем ток $\dot{I}_2$ в конце линии, который в отличие от тока нагрузки i_2 называется током по линии:

$$\dot{I}_2 = i_2 + i_{g2} + i_{c2}.$$

Ток в начале линии

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 + i_{g1} + i_{c1},$$

где

$$i_{g1} = \dot{u}_1 \frac{G}{2} \quad \text{и} \quad i_{c1} = \dot{u}_1 \frac{B}{2}.$$

Первый из них — активный ток — совпадает по фазе с напряжением $\dot{u}_1$ в начале линии, а вектор емкостного тока опережает $\dot{u}_1$ на 90°.

Для определения напряжения в начале линии воспользуемся методом наложения, строя отдельно векторы падения напряжения от токов i_2, i_{g2} и i_{c2}, а не от суммарного тока в конце линии.

К концу вектора $\dot{u}_2$ пристраивается вектор $AB = i_2R$, представляющий собой падение напряжения от тока нагрузки i_2 в активном сопротивлении R линии. От конца этого вектора строим вектор i_2X падения напряжения от тока i_2 в реактивном сопротивлении, опережающий вектор AB на 90°.

Строя от точки C векторы $i_{g2}R$, $i_{g2}X$, $i_{c2}R$ и $i_{c2}X$ падений напряжения от активной и реактивной составляющих тока проводимости (в конце линии), в активном и реактивном сопротивлениях линии, получаем точку D. Вектор $\dot{OD} = \dot{u}_1$ представляет собой фазное напряжение $\dot{u}_1$ в начале линии.

Из векторной диаграммы на рис. 7-16 видно, что для воздушных линий, для которых $i_{c2} > i_{g2}$ и $X > R$, наличие проводимости $\frac{Y}{2}$ в конце линии ведет к снижению напряжения в начале линии.

Падения напряжения в активных сопротивлениях линии

$$\dot{u}_{ag} = i_{g2}R; \quad \dot{u}_{ac} = i_{c2}R \quad \text{и} \quad \dot{u}_{a2} = i_2R$$

называются активными составляющими падения напряжения.

Падения напряжения в реактивных сопротивлениях линии

$$\dot{u}_{pg} = i_{g2}X; \quad \dot{u}_{pc} = i_{c2}X \quad \text{и} \quad \dot{u}_{p2} = i_2X$$

называются реактивными составляющими падения напряжения.

Полное падение напряжения в фазе линии, как следует из векторной диаграммы, равно:

$$\dot{u} = \dot{AD} = \dot{u}_1 - \dot{u}_2$$

— геометрической разности векторов напряжений $\dot{u}_1$ и $\dot{u}_2$ в начале и конце линии.

В большинстве случаев для суждения о работе электрических сетей не нужно знать величины падения напряжения. Достаточно определить алгебраическую разность напряжений в начале и конце участка сети. Работа приемников тока зависит только от величины подведенного напряжения и не зависит от его фазы. Расхождение

векторов напряжения в начале и конце линии (угол θ) имеет значение при рассмотрении вопросов устойчивости работы электрических систем.

Алгебраическая разность напряжений в начале и конце линии называется потерей напряжения.

$$\dot{\mathcal{U}}_1 = \sqrt{[\dot{\mathcal{U}}_2 + (i_{a2} + i_{g2})R + (i_{p2} - i_{c2})X]^2 + [(i_{a2} + i_{g2})X - (i_{p2} - i_{c2})R]^2}. \quad (7\text{-}33)$$

Если векторная диаграмма линии построена в достаточно большом масштабе, то искомые величины можно определить по ней непосредственным измерением масштабной линейкой. Зная $\mathcal{U}_1$, I_1 и φ_1, найдем мощность в начале линии, к. п. д. линии и т. д. Расчет линии с помощью векторной диаграммы носит название графического метода расчета линий. Графический метод расчета линий очень громоздок и дает из-за неточности построений и измерений относительно большие ошибки. Обычно пользуются аналитическими методами расчета, к рассмотрению которых и перейдем.

Из прямоугольного треугольника AFD следует:

$$AD = \sqrt{OF^2 + FD^2}. \quad (7\text{-}29)$$

Катеты

$$OF = OA + AE + EK + CL - ND;$$

$$FD = TL - MT + LN.$$

Подставим в последние два уравнения значения отдельных величин, для чего спроектируем активные и реактивные составляющие падения напряжения на горизонтальную и вертикальную оси.

Произведя указанные операции, получим:

$$AF = \mathcal{U}_2 + i_2 R\cos\varphi_2 + i_2 X\sin\varphi_2 + i_{g2}R - i_{c2}X; \quad (7\text{-}30)$$

$$FD = i_2 X\cos\varphi_2 - i_2 R\sin\varphi_2 + i_{g2}X + i_{c2}R. \quad (7\text{-}31)$$

Внеся значения AF и FD в (7-29), найдем:

$$\mathcal{U}_1 = \sqrt{[\mathcal{U}_2 + (i_2\cos\varphi_2 + i_{g2})R + (i_2\sin\varphi_2 - i_{c2})X]^2 + [(i_2\cos\varphi_2 + i_{g2})X - (i_2\sin\varphi_2 - i_{c2})R]^2} \quad (7\text{-}32)$$

В последнем уравнении $i_2\cos\varphi_2$ и $i_2\sin\varphi_2$ представляют собой активную и реактивную составляющие тока нагрузки i_2. Напряжение в начале линии, выраженное через активный и реактивный токи i_{a2} и i_{p2} нагрузки, определится равным:

Вектор AF, равный по величине

$$AF = \Delta\mathcal{U} = (i_{a2} + i_{g2})R + (i_{p2} - i_{c2})X \quad (7\text{-}34)$$

и совпадающий по направлению с вектором напряжения $\dot{\mathcal{U}}_2$ в конце линии, называется продольной составляющей падения напряжения. Вектор FD, нормальный к вектору $\dot{\mathcal{U}}_2$, равный по величине

$$FD = \delta\dot{\mathcal{U}} = (i_{a2} + i_{g2})X - (i_{p2} - i_{c2})R \quad (7\text{-}35)$$

и определяющий в основном сдвиг фаз между $\dot{\mathcal{U}}_1$ и $\dot{\mathcal{U}}_2$, называется поперечной составляющей падения напряжения.

Уравнение (7-33) можно, следовательно, написать в виде:

$$\mathcal{U}_1 = \sqrt{(\mathcal{U}_2 + \Delta\mathcal{U})^2 + (\delta\mathcal{U})^2}. \quad (7\text{-}36)$$

Уравнения (7-32) и (7-33) дают возможность найти фазное напряжение в начале линии по известному фазному напряжению в конце линии. Потеря напряжения в линии составит:

$$u = \mathcal{U}_1 - \mathcal{U}_2.$$

Потеря напряжения, отнесенная к линейному напряжению, равна $\sqrt{3}u$.

Угол сдвига фазы напряжений в начале и конце линии найдется из треугольника FOD:

$$\operatorname{tg}\theta = \frac{\delta\mathcal{U}}{\mathcal{U}_2 + \Delta\mathcal{U}}. \quad (7\text{-}37)$$

При подстановке в (7-32)—(7-35) напряжения $\mathcal{U}_2$ в вольтах, а токов — в амперах напряжение в начале линии, а также продольная и поперечная со-

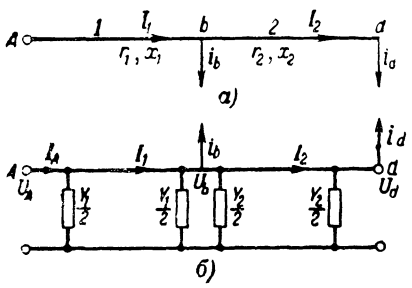


Рис. 7-17. Электропередача с двумя нагрузками.

а — схема электропередачи; *б* — схема замещения электропередачи.

ставляющие падения напряжения получаются в вольтах.

При подстановке $\mathscr{U}_2$ в киловольтах, а токов — в килоамперах напряжения $\mathscr{U}_1$, $\Delta\mathscr{U}$ и $\delta\mathscr{U}$ получаются в киловольтах.

Потерю напряжения в линии часто выражают относительной величиной, представляющей собой потерю напряжения в процентах номинального напряжения сети:

$$u^0/_0 = \frac{u}{\mathscr{U}_н} \cdot 100. \qquad (7\text{-}38)$$

При построении векторной диаграммы линии (рис. 7-16) можно откладывать линейное напряжение U_2 в конце линии, активную и реактивную составляющие падения напряжения $\sqrt{3}i_2R$ и $\sqrt{3}i_2X$, отнесенные к линейному напряжению, и т. д. В этом случае вектор OD даст величину линейного напряжения в начале линии, а (7-31) примет вид:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U)^2 + (\delta U)^2}, \qquad (7\text{-}39)$$

в которой ΔU и δU — продольная и поперечная составляющие падения напряжения, отнесенные к линейному напряжению.

Подчеркнем, что, откладывая на векторной диаграмме линейные напряжения и составляющие падения напряжения, отнесенные к линейному напряжению, мы в действительности строим векторную диаграмму для фазных величин, в которой все векторы увеличены в $\sqrt{3}$ раз.

Определение потери напряжения в линии с несколькими нагрузками (рис. 7-17) производится по участкам Ab и bd. Каждый участок представляется своей схемой замещения (рис. 7-17,*б*). После этого, идя от конца линии, находят напряжение в точке b приложения нагрузки, а затем в точке A.

На рис. 7-18 дана векторная диаграмма линии с двумя нагрузками. Векторы активной $\dot{I}_2R$ и реактивной $\dot{I}_2X$ составляющих падения напряжения построены по току $\dot{I}_2$ линии на участке *2* сети.

Этот ток равен сумме тока нагрузки i_d и токов i_{gd} и i_{cd} в проводимости $\frac{Y_2}{2}$, включенной в конце линии

Продольная составляющая падения напряжения $\Delta\dot{\mathscr{U}}_2$ для участка *2* совпадает с вектором фазного напряжения $\dot{\mathscr{U}}_2$, а поперечная $\delta\dot{\mathscr{U}}_2$ перпендикулярна ему.

Линейный ток I_1 на участке *1* найдется, если к току $\dot{I}_2$ прибавить ток нагрузки i_b, а также токи i_{gb} и i_{cb}, которые являются суммами активных и реактивных токов в проводимостях $\frac{Y_2}{2}$ в начале участка *2* и $\frac{Y_1}{2}$ в конце участка *1*. Ток $\dot{I}_A$ в начале линии найдется, если к току $\dot{I}_1$ прибавить токи i_{gA} и i_{cA}, обусловленные проводимостью $\frac{Y_1}{2}$, подключенной к точке A.

По току $\dot{I}_1$ построен треугольник падений напряжения на участке *1*. Вектор $\dot{\mathscr{U}}_A$ дает напряжение в начале линии. Продольная составляющая падения напряжения $\Delta\dot{\mathscr{U}}_1$ на участке *1* совпадает по фазе с вектором фазного напряжения $\dot{\mathscr{U}}_b$ в точке b сети. Поперечная составляющая падения напряжения $\delta\dot{\mathscr{U}}_1$ перпендикулярна $\dot{\mathscr{U}}_b$.

Величины продольных и поперечных составляющих падения напряже

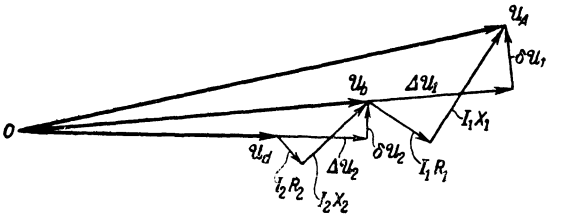


Рис. 7-18. Векторная диаграмма напряжений линии с двумя нагрузками.

ния на отдельных участках сети определяются по (7-34) и (7-35), а напряжения в начале участков — по (7-36).

Поскольку продольные $\Delta\mathscr{U}_1$ и $\Delta\mathscr{U}_2$, а также поперечные $\delta\mathscr{U}_1$ и $\delta\mathscr{U}_2$ составляющие падений напряжения не совпадают по фазе, алгебраическое сложение их невозможно. Линию с несколькими нагрузками приходится рассчитывать по участкам, идя от конца к ее началу.

7-8. РАСЧЕТ ЛИНИИ ПО МОЩНОСТИ НАГРУЗКИ

Принимая для линии П-образную схему замещения (рис. 7-19), можно написать, что полная мощность $\dot{S}''_{\text{ф}}$ в конце линии, отнесенная к одной фазе, равна сумме:

1) нагрузки в конце линии

$$\dot{S}_{\text{ф}2} = p_{\text{ф}2} - jq_{\text{ф}2}$$

и

2) потерь мощности $\Delta\dot{S}_{\text{ф}2}$ в проводимости $\frac{Y_{\text{л}}}{2}$, включенной в конце линии.

Потери активной мощности в проводимости линии длиной $l:2$ согласно (4-16) составят:

$$\Delta P_{\text{ф}g2} = \mathscr{U}_2^2 g_0 \frac{l}{2}.$$

Реактивная емкостная мощность, генерируемая половиной длины линии, определяется по (4-8):

$$\Delta Q_{\text{ф}c2} = \mathscr{U}_2^2 b_0 \frac{l}{2}.$$

Следовательно, полная мощность в конце линии составит:

$$\dot{S}''_{\text{ф}} = P''_{\text{ф}} - jQ''_{\text{ф}} = (p_{\text{ф}2} - j_{q\text{ф}2}) + \\ + \Delta P_{\text{ф}g2} + j\Delta Q_{\text{ф}c2}.$$

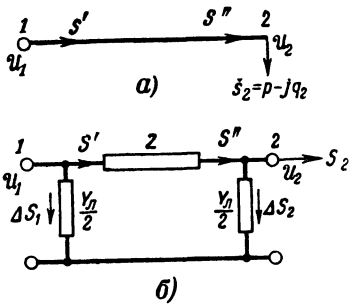


Рис. 7-19. Схема линии электропередачи.

Мощность $\dot{S}'_{\text{ф}}$ в начале линии отличается от мощности конца ее на величину потерь мощности в линии:

$$\Delta\dot{S}_{\text{ф.л}} = \Delta P_{\text{ф.л}} - j\Delta Q_{\text{ф.л}},$$

обусловленную активным R и реактивным X сопротивлениями линии:

$$\Delta P_{\text{ф.л}} = \frac{(P''_{\text{ф}})^2 + (Q''_{\text{ф}})^2}{\mathscr{U}_2^2} R;$$

$$\Delta Q_{\text{ф.л}} = \frac{(P''_{\text{ф}})^2 + (Q''_{\text{ф}})^2}{\mathscr{U}_2^2} X;$$

$$\dot{S}'_{\text{ф}} = P''_{\text{ф}} - jQ''_{\text{ф}} + \Delta P_{\text{ф.л}} - j\Delta Q_{\text{ф.л}}.$$

Для определения мощности, выходящей из точки *1*, нужно к $\dot{S}'_{\text{ф}}$ прибавить мощность, потребляемую в проводимости $\frac{Y_{\text{л}}}{2}$, включенной в начале линии.

Зависимость между фазными напряжениями точек *1* и *2* линии выражается уравнением [Л. 26]

$$\dot{\mathscr{U}}_1 = \dot{\mathscr{U}}_2 + \dot{I}_2 Z, \qquad (7\text{-}40)$$

где I_2 — линейный ток на участке *1 — 2*;

Z — полное сопротивление линии.

Линейный ток I_2 можно выразить через мощности и напряжения в начале и конце линии следующим образом:

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{S}''_{\text{ф}}}{\hat{\dot{\mathscr{U}}}_2} = \frac{P''_{\text{ф}} - jQ''_{\text{ф}}}{\hat{\dot{\mathscr{U}}}_2}; \qquad (7\text{-}41)$$

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{S}'_{\text{ф}}}{\hat{\dot{\mathscr{U}}}_1} = \frac{P'_{\text{ф}} - jQ'_{\text{ф}}}{\hat{\dot{\mathscr{U}}}_1}. \qquad (7\text{-}42)$$

Подставляя значения I_2 в (7-40), получаем:

$$\dot{\mathscr{U}}_2 = \dot{\mathscr{U}}_1 - \frac{\dot{S}'_{\text{ф}}}{\hat{\dot{\mathscr{U}}}_1} Z = \dot{\mathscr{U}}_1 - \frac{P'_{\text{ф}} - jQ'_{\text{ф}}}{\hat{\dot{\mathscr{U}}}_1} Z;$$

$$\dot{\mathscr{U}}_1 = \dot{\mathscr{U}}_2 + \frac{\dot{S}''_{\text{ф}}}{\hat{\dot{\mathscr{U}}}_2} Z = \dot{\mathscr{U}}_2 + \frac{P''_{\text{ф}} - jQ''_{\text{ф}}}{\hat{\dot{\mathscr{U}}}_2} Z.$$

Совмещая для первого уравнения вектор $\dot{\mathscr{U}}_1$, а для второго уравнения вектор $\dot{\mathscr{U}}_2$ с осью действительных ве-

личин и подставляя значение $Z = R + jX$, получаем:

$$\dot{\mathscr{U}}_2 = \dot{\mathscr{U}}_1 - \frac{P'_\Phi R + Q'_\Phi X}{\mathscr{U}_1} - j\frac{P'_\Phi X - Q'_\Phi R}{\mathscr{U}_1}; \quad (7\text{-}43)$$

$$\dot{\mathscr{U}}_1 = \dot{\mathscr{U}}_2 + \frac{P''_\Phi R + Q''_\Phi X}{\mathscr{U}_2} + j\frac{P''_\Phi X - Q''_\Phi R}{\mathscr{U}_2}. \quad (7\text{-}44)$$

Полученные формулы позволяют определить напряжения в начале линии по напряжению в конце и обратно.

Анализируя (7-43) и (7-44), замечаем, что вторые члены их правых частей

$$\frac{P'_\Phi R + Q'_\Phi X}{\mathscr{U}_1} = \Delta\mathscr{U}' \quad (7\text{-}45)$$

и

$$\frac{P''_\Phi R + Q''_\Phi X}{\mathscr{U}_2} = \Delta\mathscr{U}'', \quad (7\text{-}46)$$

являющиеся составляющими комплекса падения напряжения в линии, изображаются векторами, совпадающими по фазе соответственно с векторами $\dot{\mathscr{U}}_1$ и $\dot{\mathscr{U}}_2$, т. е. представляют продольные составляющие падения напряжения в фазе линии.

Мнимые части (7-43) и (7-44)

$$\frac{P'_\Phi X - Q'_\Phi R}{\mathscr{U}_1} = \delta\mathscr{U}' \quad (7\text{-}47)$$

и

$$\frac{P''_\Phi X - Q''_\Phi R}{\mathscr{U}_2} = \delta\mathscr{U}'' \quad (7\text{-}48)$$

изображаются векторами, направленными перпендикулярно векторам $\dot{\mathscr{U}}_1$ и $\dot{\mathscr{U}}_2$, и представляют поэтому поперечные составляющие падения напряжения в линии.

Необходимо подчеркнуть, что

$$\frac{P'_\Phi R + Q'_\Phi X}{\mathscr{U}_1} \neq \frac{P''_\Phi R + Q''_\Phi X}{\mathscr{U}_2}$$

и

$$\frac{P'_\Phi X - Q'_\Phi R}{\mathscr{U}_1} \neq \frac{P''_\Phi X - Q''_\Phi R}{\mathscr{U}_2};$$

$$\Delta\mathscr{U}' \neq \Delta\mathscr{U}'' \text{ и } \delta\mathscr{U}' \neq \delta\mathscr{U}''.$$

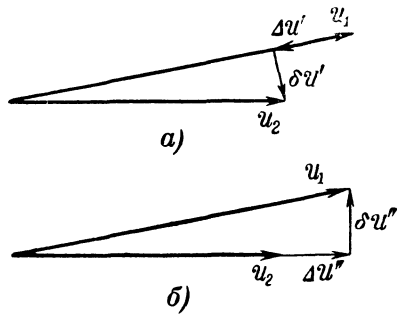


Рис. 7-20. Векторные диаграммы напряжений линии.

Сказанное видно на векторных диаграммах на рис. 7-20, построенных по (7-43) и (7-44). При расчетах по данным начала линии ($\mathscr{U}_1$, P'_Φ и Q'_Φ) нужно от конца вектора $\dot{\mathscr{U}}_1$ (рис. 7-20,*а*) отложить в обратном направлении продольную составляющую падения напряжения $\Delta\mathscr{U}'$ а затем перпендикулярно ему — поперечную составляющую падения напряжения $\delta\mathscr{U}'$. Соединяя конец вектора $\delta\mathscr{U}'$ с точкой O, получим вектор фазного напряжения U_2 в конце линии. При расчетах по данным конца линии $\dot{\mathscr{U}}_2$, P''_Φ и Q'_Φ построение векторной диаграммы напряжений показано на рис. 7-20,*б*.

Абсолютные значения напряжений равны:

$$\mathscr{U}_1 = \sqrt{(\mathscr{U}_2 + \Delta\mathscr{U}'')^2 + (\delta\mathscr{U}'')^2} \quad (7\text{-}49)$$

$$\mathscr{U}_2 = \sqrt{(\mathscr{U}_1 - \Delta\mathscr{U}')^2 + (\delta\mathscr{U}')^2}. \quad (7\text{-}50)$$

Угол сдвига θ между векторами фазных напряжений $\dot{\mathscr{U}}_1$ и $\dot{\mathscr{U}}_2$ найдется по (7-47), полученной в предыдущем параграфе:

$$\operatorname{tg}\theta\,\frac{\delta\mathscr{U}''}{\mathscr{U}_2 + \Delta\mathscr{U}''} = \frac{\delta\mathscr{U}'}{\mathscr{U}_1 - \Delta\mathscr{U}'}.$$

Формулы (7-49) и (7-50) можно использовать для определения линейных напряжений начала и конца линии, если вносить в них линейные напряжения и продольные и поперечные составляющие падения напряжения, отнесенные к линейному напряжению. При этих условиях формулы получают вид:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U'')^2 + (\delta U'')^2}; \quad (7\text{-}51)$$

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U')^2 + (\delta U')^2}. \quad (7\text{-}52)$$

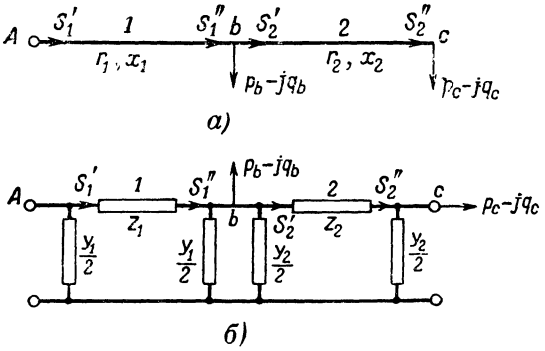


Рис. 7-21. Схема линии с двумя нагрузками.

Внося в (7-45) — (7-52) напряжения в киловольтах, а мощности — в мегаваттах и мегавольт-амперах реактивных, получаем напряжения и продольную и поперечную составляющие падения напряжения в киловольтах.

При пользовании (7-45) — (7-48) для вычисления продольной и поперечной составляющих падения напряжения, отнесенных к линейному напряжению, нужно вносить мощность всех трех фаз и линейные напряжения начала и конца линии.

Для линий с несколькими нагрузками (рис. 7-21,*а*) расчет ведется по участкам линии. Например, идя от конца линии (точка *c*), определяют мощность в начале участка *2* и напряжение $\dot{U}_b$. Мощность $\dot{S}_1''$ в конце участка *1* (рис. 7-21,*б*) найдется, если к мощности $\dot{S}_2'$ прибавить нагрузку в точке *b* и мощности, ответвляющиеся в проводимости $\frac{Y_2}{2}$ и $\frac{Y_1}{2}$, определяемые формулами

$$\Delta P_g = U^2 g_0 \frac{l}{2} \quad \text{и} \quad \Delta Q_c = U^2 b_0 \frac{l}{2}.$$

По мощности $\dot{S}_1''$ и напряжению $\dot{U}_b$, зная активное и реактивное сопротивления участка *1*, найдем мощность $\dot{S}_1'$ и напряжение $\dot{U}_A$ в начале линии. Для этого воспользуемся (7-45) — (7-52), подставив в них величины, относящиеся к участку *1*. Расчет можно вести для фазных или линейных напряжений.

При построении векторной диаграммы линии с несколькими нагрузками переходят от одного участка сети к другому (рис. 7-22).

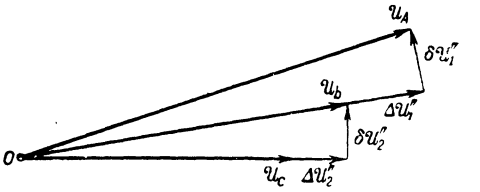


Рис. 7-22. Векторная диаграмма фазных напряжений линии с двумя нагрузками.

Аналогичным путем можно найти напряжение в конце линии, если известны U_A и $\dot{S}_1'$ начала линии.

Выведенные формулы для определения напряжений действительны для мощностей, соответствующих токам нагрузок, отстающим от напряжений. При нагрузках, соответствующих токам, опережающим напряжения, для определения продольных и поперечных составляющих падения напряжения в (7-45) — (7-48) у членов с реактивной мощностью знак должен быть изменен на обратный. Эти формулы получат вид:

$$\left.\begin{aligned} \Delta U' &= \frac{P'R - Q'X}{U_1}; \\ \Delta U'' &= \frac{P''R - Q''X}{U_2}; \\ \delta U' &= \frac{P'X + Q'R}{U_1}; \\ \delta U'' &= \frac{P''X + Q''R}{U_2}. \end{aligned}\right\} \qquad (7\text{-}53)$$

Продольные и поперечные составляющие падения напряжения в (7-53) отнесены к линейным напряжениям.

Необходимость изменения знака у членов с реактивной мощностью обусловливается тем, что мнимые части мощностей имеют знак минус при мощностях, соответствующих отстающим от напряжения токам, и плюс — при мощностях, соответствующих опережающим токам.

Только что сказанное об изменении знака в формулах для определения продольной и поперечной составляющих падения напряжения относится и к расчетам линий по токам нагрузок. Меняются знаки у членов с реактивными составляющими токов нагрузки.

Пример 7-1. Рассчитать воздушную линию длиной 60 *км* с нагрузкой на конце 40 *Мвт* при коэффициенте мощности 0,8.

Напряжение в конце линии 110 *кв*. Линия выполняется медными проводами сечением 120 *мм*², расположенными горизонтально с расстоянием между ними 4 *м*.

Активное сопротивление линии (см. приложение 2, табл. 2)

$$r_0 = 0{,}158 \ \text{ом/км};$$

$$R = 0{,}158 \cdot 60 = 9{,}48 \ \text{ом}.$$

Реактивное сопротивление линии

$$x_0 = 0{,}144 \lg \frac{D_{ср}}{r} + 0{,}016 =$$

$$= 0{,}144 \lg \frac{1{,}26 \cdot 400}{0{,}7} + 0{,}016 =$$

$$= 0{,}426 \ \text{ом/км};$$

$$X = 0{,}426 \cdot 60 = 25{,}6 \ \text{ом}.$$

Критическое напряжение короны по формуле (4-15)

$$U_{кр} = (65 \div 70)\, r \lg \frac{D_{ср}}{r}.$$

$$U_{кр} = (65 \div 70)\, 0{,}7 \lg \cdot 1{,}26 \frac{400}{0{,}7} = 130 \div 140 \ \text{кв}.$$

На среднем проводе корона начнется при напряжении, на 10% меньшем подсчитанного, т. е. при

$$U_{кр} = 0{,}9\,(130 \div 140) \approx 122 \ \text{кв},$$

что указывает на отсутствие потерь на корону. Активную проводимость линии можно принять равной нулю.

Реактивная проводимость линии

$$b_0 = \frac{7{,}58}{\lg \frac{D_{ср}}{r}} 10^{-6} =$$

$$= \frac{7{,}58}{\lg \frac{1{,}26 \cdot 400}{0{,}7}} \cdot 10^{-6} = 2{,}65 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\text{ом} \cdot \text{км}};$$

$$B = 2{,}65 \cdot 10^{-6} \cdot 60 = 1{,}59 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{ом}}.$$

Расчет линии поведем по П-образной симметричной схеме замещения; сопротивления и проводимость в этой схеме ввиду небольшой длины линии примем равными действительным значениям этих величин.

Мощность, ответвляющаяся в проводимость линии, включенную в конце линии,

$$\Delta Q_c'' = U_2^2 \frac{B}{2} = 110^2 \frac{1{,}59 \cdot 10^{-4}}{2} = 1 \ \text{Мвар}.$$

Мощность в конце линии

$$\dot{S}'' = (P - jQ) + j\Delta Q_c'' =$$

$$= 40 - j30 + j1 = 40 - j29 \ \text{Мва}.$$

Продольная составляющая падения напряжения

$$\Delta U'' = \frac{P''R + Q''X}{U_2} =$$

$$= \frac{40 \cdot 9{,}48 + 29 \cdot 25{,}6}{110} = 10 \ \text{кв}.$$

Поперечная составляющая падения напряжения

$$\delta U'' = \frac{P''X - Q''R}{U_2} =$$

$$= \frac{40 \cdot 25{,}6 - 29 \cdot 9{,}48}{110} = 6{,}8 \ \text{кв}.$$

Напряжение в начале линии

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U'')^2 + (\delta U'')^2} =$$

$$= \sqrt{(110 + 10)^2 + 6{,}8^2} = 120 \ \text{кв}.$$

Потери активной мощности в линии

$$\Delta P_л = \frac{(P'')^2 + (Q'')^2}{U_2^2} R =$$

$$= \frac{40^2 + 29^2}{110^2} 9{,}48 = 1{,}9 \ \text{Мвт}.$$

Потери реактивной мощности в линии

$$\Delta Q_л = \frac{(P'')^2 + (Q'')^2}{U_2^2} X =$$

$$= \frac{40^2 + 29^2}{110^2} 25{,}6 = 5{,}2 \ \text{Мвар}.$$

Мощность в проводимости, включенной в начале линии,

$$\Delta Q_c' = U_1^2 \frac{B}{2} = 120^2 \frac{1{,}59 \cdot 10^{-4}}{2} = 1{,}1 \ \text{Мвар}.$$

Мощность, выходящая из центра питания A,

$$\dot{S}_A = \dot{S}'' + \Delta \dot{S}_л + \Delta \dot{S}_y' = (40 - j29) +$$

$$+ (1{,}9 - j5{,}2) + j1{,}1 = 41{,}9 - j33{,}1 \ \text{Мва}.$$

Коэффициент полезного действия линии электропередачи

$$\eta\% = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{40}{41{,}9} \cdot 100 = 95{,}5\%.$$

Коэффициент мощности в начале линии

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{Q_A}{P_A} = \frac{33{,}1}{41{,}9} = 0{,}79;$$

$$\cos \varphi_1 = 0{,}786.$$

Угол сдвига между векторами напряжений в начале и конце линии

$$\operatorname{tg} \theta = \frac{\delta U''}{U_2 + \Delta U''} = \frac{6{,}8}{110 + 10} = 0{,}0567,$$

$$\theta = 3°15',$$

т. е. очень небольшой.

7-9. КРУГОВЫЕ ДИАГРАММЫ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

При анализах работы линии в разных режимах иногда целесообразно воспользоваться круговыми диаграммами.

Зависимость между напряжениями и токами в начале и конце линии, как было показано, выражается уравнениями

$$\dot{\mathcal{U}}_1 = A\dot{\mathcal{U}}_2 + B\dot{I}_2 \quad \text{и} \quad \dot{I}_1 = C\dot{\mathcal{U}}_2 + DI_2.$$

Определяя из этих уравнений I_2 и I_1 и зная, что

$$AD - BC = 1,$$

получаем:

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{\mathcal{U}}_1 - A\dot{\mathcal{U}}_2}{B} \quad \text{и} \quad \dot{I}_1 = \frac{-\dot{\mathcal{U}}_2 + D\dot{\mathcal{U}}_1}{B}.$$

Для определения мощности одной фазы в конце линии умножим I_2 на сопряженный комплекс фазного напряжения $\hat{\mathcal{U}}_2$, а для мощности в начале линии — I_1 на $\hat{\mathcal{U}}_1$:

$$\dot{S}_{\text{ф}2} = \dot{I}_2\hat{\mathcal{U}}_2 = \frac{\dot{\mathcal{U}}_1\hat{\mathcal{U}}_2 - A\hat{\mathcal{U}}_2\dot{\mathcal{U}}_2}{B} = \frac{\dot{\mathcal{U}}_1\hat{\mathcal{U}}_2}{B} - \frac{A\mathcal{U}_2^2}{B};$$

$$\dot{S}_{\text{ф}1} = \dot{I}_1\hat{\mathcal{U}}_1 = \frac{-\hat{\mathcal{U}}_1\dot{\mathcal{U}}_2 + D\dot{\mathcal{U}}_1\hat{\mathcal{U}}_1}{B} = -\frac{\hat{\mathcal{U}}_1\dot{\mathcal{U}}_2}{B} + \frac{D\mathcal{U}_1^2}{B}.$$

Принимая $\dot{\mathcal{U}}_2$ за ось отсчета углов, совмещенную с осью действительных величин, и считая, что вектор $\dot{\mathcal{U}}_1$ опережает $\dot{\mathcal{U}}_2$ на угол θ, можно написать:

$$\dot{S}_{\text{ф}2} = \frac{\mathcal{U}_1\mathcal{U}_2}{B}\angle\theta - \frac{A\mathcal{U}_2^2}{B}.$$

Совмещая $\dot{\mathcal{U}}_1$ с осью действительных величин и принимая ее за ось отсчета векторных углов, получаем

$$\dot{S}_{\text{ф}1} = -\frac{\mathcal{U}_1\mathcal{U}_2}{B}\angle -\theta + \frac{D\mathcal{U}_1^2}{B}.$$

Умножая обе части двух последних уравнений на 3, понимая под A, B и D модули и обозначая через α, β и δ аргументы этих величин, приводим предыдущие уравнения к виду:

$$\dot{S}_2 = \frac{U_1U_2}{B}\angle(\theta - \beta) - \frac{AU_2^2}{B}\angle(\alpha - \beta) \tag{7-54}$$

и

$$\dot{S}_1 = -\frac{U_1U_2}{B}\angle(-\theta - \beta) + \frac{DU_1^2}{B}\angle(\delta - \beta), \tag{7-55}$$

в которых $\dot{S}_2$ и $\dot{S}_1$ — мощности всех трех фаз, а U_2 и U_1 — линейные напряжения.

Введем обозначения

$$\frac{U_1U_2}{B} = \rho;$$

$$\frac{AU_2^2}{B}\angle(\alpha - \beta) = \gamma_2\angle(\alpha - \beta) = a_2 - jb_2;$$

$$\frac{DU_1^2}{B}\angle(\delta - \beta) = \gamma_1\angle(\delta - \beta) = a_1 - jb_1,$$

подставляя которые в (7-54) и (7-55), получаем:

$$\dot{S}_2 = \rho\angle(\theta - \beta) - \gamma_2\angle(\alpha - \beta) = \rho\angle(\theta - \beta) - (a_2 - jb_2); \tag{7-56}$$

$$\dot{S}_1 = -\rho\angle(-\theta - \beta) + \gamma_1\angle(\delta - \beta) = -\rho\angle(-\theta - \beta) + (a_1 - jb_1). \tag{7-57}$$

При постоянстве напряжений U_1 и U_2 в начале и конце линии γ_1 и γ_2 будут неизменными величинами, определяемыми только обобщенными постоянными линии и принятыми напряжениями U_1 и U_2. Концы этих векторов на диаграммах на рис. 7-23 и 7-24 будут в точках O_1.

Модули комплексов $\rho\angle(\theta - \beta)$ и $-\rho\angle(-\theta - \beta)$, зависящие от U_1 и U_2, принятых неизменными, и от обобщенной постоянной B, также неизменной, будут постоянными величинами. Положение этих векторов определяется углом θ расхождения векторов U_2 и U_1 в конце и начале линии (угол β, зависящий от обобщенной постоянной B, неизменен). Следовательно, концы векторов $\rho\angle(\theta - \beta)$ и $-\rho\angle(-\theta - \beta)$ перемещаются по окружностям, центрами которых являются точки O_1.

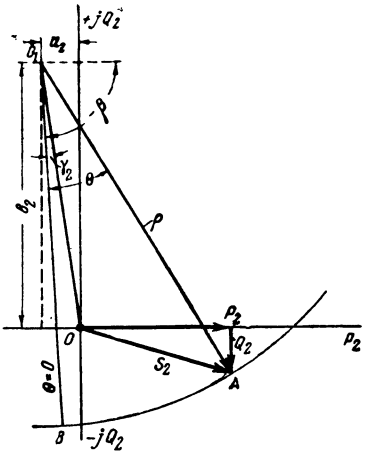


Рис. 7-23. Круговая диаграмма конца линии.

Концы векторов $\dot{S}_2$ и $\dot{S}_1$, равные сумме величин ρ и γ, также должны скользить по окружностям AB (рис. 7-23 и 7-24). Начала этих векторов лежат в точках O — началах координатных осей. Приведенные рассуждения показывают, что уравнения (7-56) и (7-57) являются уравнениями окружностей в полярной форме.

Отметим, что построенные круговые диаграммы являются диаграммами фазных величин, увеличенных в 3 раза. Угол θ дает сдвиг между фазными напряжениями в начале и конце линии.

Круговые диаграммы для конца (рис. 7-23) и начала линии (7-24) позволяют анализировать работу линии, если по концам ее поддерживаются постоянные напряжения U_1 и U_2. Мощность $\dot{S}_2$ в конце линии (рис. 7-23) можно передать только при вполне определенных значениях P_2 и Q_2. Последние находятся как проекции $\dot{S}_2$ на оси координат.

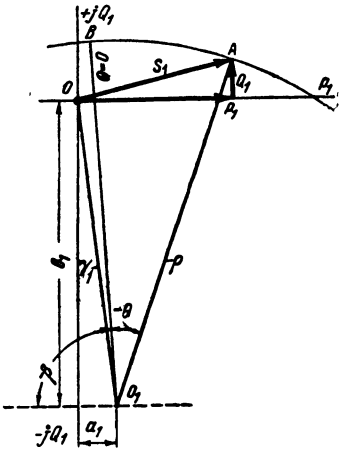


Рис. 7-24. Круговая диаграмма начала линии.

Из диаграммы следует, что при одних и тех же U_1 и U_2 можно передавать разные мощности $\dot{S}_2$, что связано с изменением отношения между P_2 и Q_2. Передача разных мощностей $\dot{S}_2$ связана также с изменениями угла θ расхождения векторов напряжения U_1 и U_2 в начале и конце линии. Увеличение передаваемой мощности влечет увеличение угла θ, и обратно.

По круговой диаграмме начала линии (рис. 7-24) можно определить мощность $\dot{S}_1$, соответствующую нагрузке $\dot{S}_2$. Для этого необходимо построить на ней вектор $O_1A(-\rho)$ под углом — θ, равным тому же углу на диаграмме конца линии. Проекции $\dot{S}_1$ на оси координат дают активную и реактивную мощности в начале линии. Зная P_2 и P_1, найдем к. п. д. линии.

Пользуясь круговыми диаграммами по заданной мощности в начале линии, найдем мощность, получаемую в конце линии.

Анализируя работу линии, обычно нельзя ограничиться рассмотрением режимов, определяемых только одним напряжением в начале линии и одним напряжением в конце ее. Приходится анализировать разные режимы, например при постоянном напряжении в начале линии и переменном напряжении в конце ее или обратно. Исследуются режимы работы линии при переменных напряжениях в начале и конце линии. Анализ таких режимов проводится на семействе круговых диаграмм.

Рассмотрим построение семейства круговых диаграмм при постоянном напряжении в начале и переменном напряжении в конце линии.

Обратимся к уравнениям (7-54) и (7-55). Из уравнения для S_2 при постоянном U_1 и переменном U_2 следует:

1. Радиус ρ окружности изменяется пропорционально изменению U_2. Линия отсчета угла θ, поскольку ее положение определяется углом β, зависи-

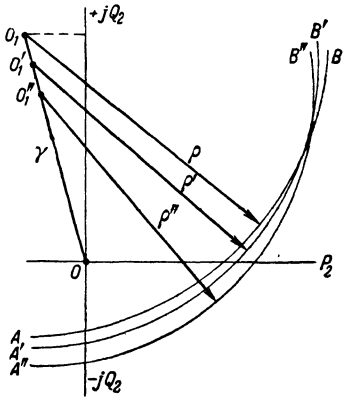


Рис. 7-25. Круговые диаграммы конца линии при $U_1 = \text{const}$ и $U_2 = \text{var}$.

щим от обобщенной постоянной B линии, остается на прежнем месте.

2. Центры окружностей, по которым перемещаются концы векторов мощностей $\dot{S}_2$, для всех значений U_2 должны находиться на прямой $OO_1(\gamma_2)$, так как ее наклон определяется обобщенными постоянными линии, не зависящими от напряжения.

Круговые диаграммы для конца линии при $U_1 = \text{const}$ и $U_2 = \text{var}$ изображены на рис. 7-25. Окружность AB соответствует высшему значению U_2, а окружность $A''B''$ — низшему значению U_2 (уменьшение γ идет пропорционально U_2^2, а ρ — пропорционально U_2).

Анализируя уравнение (7-55) для мощности в начале линии $\dot{S}_1$, приходим к выводам:

1. Радиус ρ окружности изменяется пропорционально U_2. Линия отсчета углов θ остается неизменной.

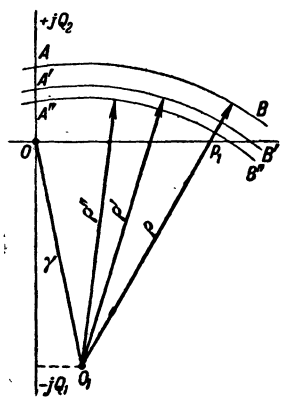


Рис. 7-26. Круговые диаграммы начала линии при $U_1 = \text{const}$ и $U_2 = \text{var}$.

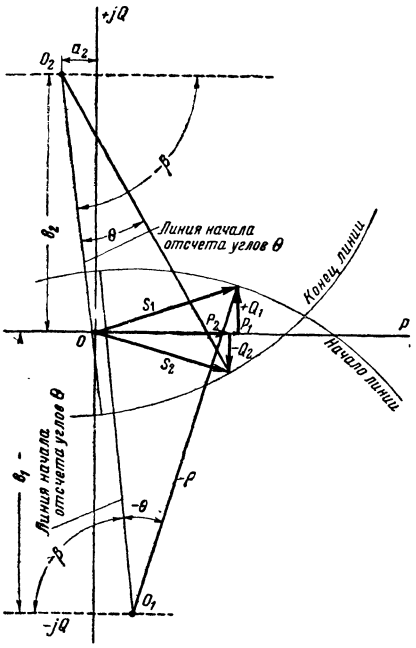


Рис. 7-27. Круговая диаграмма конца и начала линии.

2. Окружности, по которым перемещаются концы векторов мощностей $\dot{S}_1$ при всех значениях U_2, имеют общий центр. Второй член уравнения не зависит от напряжения U_2.

Круговые диаграммы начала линии для тех же условий показаны на рис. 7-26. Окружность AB соответствует высшему значению напряжения U_2, а $A''B''$ — низшему U_2.

Аналогичным путем можно построить семейства круговых диаграмм для любых режимов работы линии.

Диаграммы начала и конца линии обычно совмещаются на одном чертеже (рис. 7-27), поскольку такое изображение дает более наглядное представление о работе линии и облегчает анализ ее работы.

7-10. АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЛИНИИ

Проанализируем некоторые режимы работы линии, приняв для нее П-образную схему замещения.

Анализ начнем с режима холостого хода воздушных линий, для которых активную проводимость можно принять равной нулю. Это предположение соответствует условиям работы громадного большинства воздушных ли-

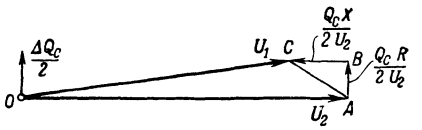


Рис. 7-28. Векторная диаграмма напряжений при холостом ходе линии.

ний, поскольку потери мощности на корону и в изоляторах очень малы и поэтому могут не учитываться.

Вектор фазного напряжения в конце линии, увеличенный в $\sqrt{3}$ раз (рис. 7-28), совмещаем с осью действительных величин. От конца этого вектора строим треугольник падений напряжения (отнесенный к линейному напряжению) от реактивной мощности $0{,}5\,Q_c$, где Q_c — генерируемая реактивная мощность всей линией. Вектор $OC = \dot{U}_1$ дает напряжение в начале линии. Векторная диаграмма показывает, что при холостом ходе реактивная (емкостная) мощность, протекающая по линии, вызывает повышение напряжения в конце линии.

Повышение напряжения в конце линии можно приравнять падению напряжения в реактивном сопротивлении линии (катет BC на рис. 7-28):

$$\Delta U_{x.x} = \frac{Q_c X}{2U_2} = \frac{U_2^2 b_0 x_0 l^2}{2U_2} = \frac{U_2 b_0 x_0 l^2}{2},$$

где b_0 и x_0 — реактивная проводимость и сопротивление единицы длины линии.

Повышение напряжения в процентах напряжения U_2 в конце линии составит:

$$\Delta U_{x.x}\,\% = \frac{b_0 x_0 l^2}{2} \cdot 100,$$

т. е. пропорционально квадрату длины линии и не зависит от напряжения. Для воздушных линий протяженностью около 250 *км* повышение напряжения при холостом ходе в конце линии достигает 5—6%.

Кабельные линии переменного тока большой длины не делаются, и потому заметного повышения напряжения в конце их при холостом ходе ожидать не приходится.

Рассмотрим режим передачи постоянной активной мощности ($P_2 = \text{const}$) при изменяющемся коэффициенте мощности нагрузки ($\cos\varphi_2 = \text{var}$). Примем, что в нагрузку конца линии входит и мощность, ответвляющаяся в проводимость, включенную в конце ее (П-образная схема замещения).

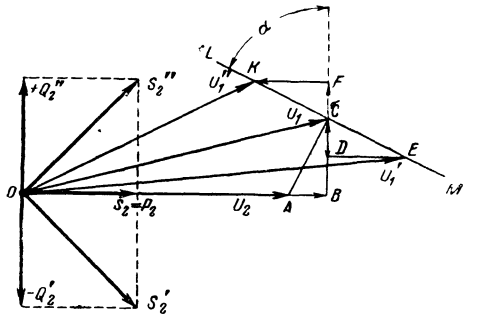


Рис. 7-29. Векторная диаграмма напряжений линии при $P_2 = \text{const}$ и $\cos\varphi_2 = \text{var}$.

Влияние изменения реактивной нагрузки легко представить, если падение напряжения в линии рассматривать как сумму падений напряжения от активной и реактивной мощностей.

При чисто активной нагрузке P_2 треугольник падения напряжения займет положение ABC (рис. 7-29), а напряжение в начале линии будет U_1^*:

$$AB = \frac{P_2 R}{U_2} \quad \text{и} \quad BC = \frac{P_2 X}{U_2}.$$

При нагрузке $\dot{S}_2' = P_2' - jQ_2'$ для определения напряжения в начале линии нужно построить добавочный треугольник CDE падений напряжения, вызванных реактивной мощностью $-jQ_2'$. Для этого откладываем вектор

$$CD = \frac{Q_2' R}{U_2},$$

совпадающий с направлением $-Q_2'$, а затем вектор

$$DE = \frac{Q_2' X}{U_2},$$

опережающий вектор CD на 90°. Точка E дает конец вектора U_1'.

Для нагрузки $\dot{S}_2''$ с реактивной составляющей $+jQ_2''$ нужно построить

* Здесь и в дальнейшем векторные диаграммы строятся для фазных напряжений и фазных падений напряжения, увеличенных в $\sqrt{3}$ раз.

треугольник CFK. Напряжение в начале будет $OK = U_1''$.

Из векторной диаграммы следует, что потребление реактивной мощности ($-jQ_2'$; нагрузка током $\dot{I}_2'$, отстающим по фазе от $\dot{U}_2$) в конце линии увеличивает падение и потерю напряжения. Напряжение в начале линии U_1' больше U_1. Генерация в конце линии реактивной мощности ($+jQ_2''$; нагрузка током $\dot{I}_2''$, опережающим по фазе U_2) уменьшает напряжение U_1'' в начале линии по сравнению с напряжением U_1, соответствующим чисто активной нагрузке. Следовательно, меняя величину и знак реактивной нагрузки в конце линии, можно при постоянном напряжении U_2 в конце ее и при постоянной передаваемой мощности P_2 иметь разные значения напряжения в начале линии. Ясно, что при постоянном напряжении в начале линии изменением реактивной нагрузки в конце ее можно устанавливать желательные напряжения в конце линии. Изменение реактивной нагрузки линии широко используется в электрических системах для поддержания (регулирования) напряжения в нужных пределах у потребителей.

Концы векторов напряжения U_1 при изменяющейся реактивной нагрузке скользят по прямой LM. Докажем, что LM является прямой линией:

$$\operatorname{tg} \angle ECD = \frac{DE}{CD} = \frac{Q_2'X}{U_2} : \frac{Q_2'R}{U_2} = \frac{X}{R};$$

$$\operatorname{tg} \angle KCF = \frac{KF}{CF} = \frac{Q_2''X}{U_2} : \frac{Q_2''R}{U_2} = \frac{X}{R};$$

следовательно,

$$\angle ECD = \angle KCF = \alpha,$$

где α — угол полного сопротивления линии, определяемый ее активным и реактивным сопротивлениями.

Подобное доказательство может быть повторено для любого треугольника падений напряжения, построенного для любого значения реактивной мощности Q_2. Следовательно, при работе линии с изменяющейся реактивной нагрузкой и постоянным напряжением U_2 конец вектора U_1 должен скользить по прямой LM, наклоненной к вертикали под углом α, равным импедансному углу линии.

Проанализируем режим работы линии при изменяющейся по величине нагрузке S_2 и неизменном $\cos\varphi_2$ в конце линии.

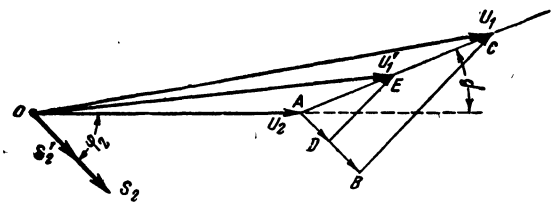
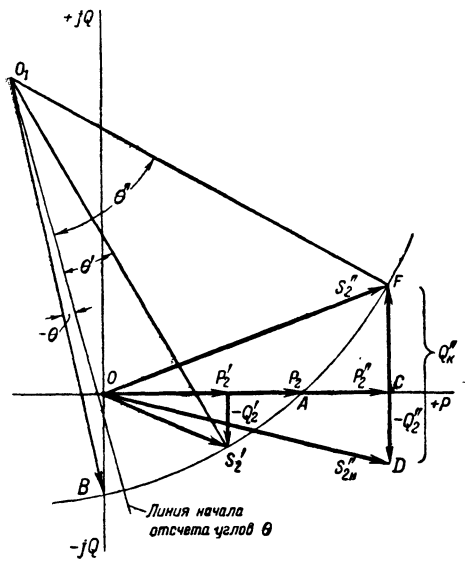


Рис. 7-30. Векторная диаграмма напряжений линии при $\cos\varphi_2 = \text{const}$ и $S_2 = \text{var}$.

Векторные диаграммы для этих режимов работы линии изображены на рис. 7-30. Конец вектора напряжения U_1 начала линии перемещается по прямой AC, поскольку углы BAC и DAE равны между собой и являются углом α полного сопротивления линии. Прямая AC наклонена к вектору U_2 напряжения в конце линии под углом β.

Рассмотрим режимы работы линии с постоянными напряжениями в начале линии U_1 и в конце U_2. Воспользуемся для этого круговой диаграммой на рис. 7-31, построенной для конца линии. Из диаграммы следует, что при заданных напряжениях начала и конца линии можно передавать разные мощности $\dot{S}_2' - \dot{S}_2''$. При этом должны изменяться отношения между активными и реактивными мощностями нагрузок. Чем больше передаваемая активная мощность, тем меньше должна быть потребляемая нагрузкой реактивная мощность. При передаче активной мощности P_2' нагрузка в конце линии должна потреблять реактивную мощность $-Q_2'$. При передаче активной мощности P_2, определяемой вектором OA, передача реактивной мощности невозможна. Увеличение переда-



Фис. 7-31. Анализ работы линии на круговой диаграмме.

ваемой активной мощности сверх P_2 требует уже генерации реактивной мощности в конце линии. Например, при нагрузке в конце линии $\dot{S}''_{2н}$, соответствующей активной мощности P''_2, в конце линии нужно генерировать мощность $Q''_к$, определяемую отрезком DF. Нужно компенсировать потребление реактивной мощности $CD = -Q''_2$ и выдать в линию реактивную мощность, соответствующую отрезку CF.

Увеличение передаваемой мощности вызывает увеличение угла θ расхождения векторов фазных напряжений $\dot{U}_1$ и $\dot{U}_2$ в начале и конце линии.

Если по линии активная мощность не передается, а напряжения по концам ее должны остаться неизменными (точка O), то по линии нужно передавать реактивную мощность, определяемую отрезком OB. Напряжение $\dot{U}_1$ в начале линии будет отставать от напряжения $\dot{U}_2$ в конце ее, на что указывает отрицательное значение угла θ. При передаче небольшой активной мощности нужно иметь в конце линии значительное потребление реактивной мощности.

Аналогичными методами можно проанализировать и другие режимы работы линии.

В заключение рассмотрим диаграмму на рис. 7-32, построенную для линии длиной 100 *км*, работающей при постоянном напряжении 115 *кв* в начале линии. По оси абсцисс отложены активные нагрузки в конце линии, а по оси ординат — напряжения в конце линии, коэффициенты мощности в начале линии и к. п. д. передачи. Кривые, изображенные сплошными линиями, относятся к нагрузкам с $\cos\varphi_2 = 0{,}8$, а пунктирные — с $\cos\varphi_2 = 1$.

Кривые показывают, что с увеличением нагрузки P_2 напряжение U_2 в конце линии и к. п. д. передачи снижаются. Снижение η и U_2 при $\cos\varphi_2 = 0{,}8$ идет быстрее, чем при нагрузке с $\cos\varphi_2 = 1$. Потребление реактивной мощности в конце линии ведет к увеличению потерь напряжения и мощности.

Коэффициент мощности в начале линии при $\cos\varphi_2 = 1$ и нагрузках свыше 15 *Мвт* близок к 1. При нагрузках менее 25 *Мвт* ток $\dot{I}_1$ опережает напряжение U_1, что объясняется действием емкостного тока линии. При нагрузке более 25 *Мвт* потери реактивной мощности в линии превышают генерацию реактивной мощности линией и ток $\dot{I}_1$ в начале линии начинает отставать от напряжения $\dot{U}_1$. Наличие относительно большой реактивной нагрузки в конце линии при $\cos\varphi_2 = 0{,}8$ определяет, что ток $\dot{I}_1$ отстает от напряжения $\dot{U}_1$ при $P_2 \geqslant 5$ *Мвт*.

Допуская в пределе потери активной мощности в линии 6—8%, можно передать при $\cos\varphi_2 = 0{,}8$ не более 20—25 *Мвт*, а при $\cos\varphi_2 = 1$ не более 30—35 *Мвт*.

7-11. ПРИБЛИЖЕННЫЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ

Определение напряжения по (7-51) и (7-52)

$$\left.\begin{aligned} U_1 &= \sqrt{(U_2 + \Delta U'')^2 + (\delta U'')^2} \\ \text{и} \\ U_2 &= \sqrt{(U_1 - \Delta U')^2 + (\delta U')^2} \end{aligned}\right\} \quad (7\text{-}58)$$

требует значительной счетной работы. При инженерных расчетах сетей по-

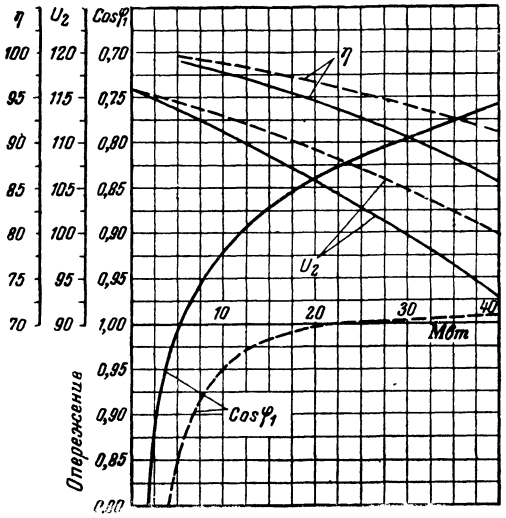


Рис. 7-32. Характеристики линии 110 *кв* длиной 100 *км* при разных нагрузках.

этому обычно пользуются приближенными методами, позволяющими найти U_1 и U_2 с меньшей затратой труда и в то же время обеспечивающими достаточную точность.

Раскладывая правые части предыдущих уравнений в ряд и беря два первых члена разложения, получим:

$$\left.\begin{aligned} U_1 &= (U_2 + \Delta U'') + \frac{(\delta U'')_2}{2(U_2 + \Delta U'')} \\ \text{и} \\ U_2 &= (U_1 - \Delta U') + \frac{(\delta U')^2}{2(U_1 - \Delta U')}. \end{aligned}\right\} \quad (7\text{-}59)$$

Полученные формулы дают высокую степень точности и могут применяться при всех инженерных расчетах сетей.

Анализируя (7-59), замечаем, что они могут быть еще более упрощены без внесения заметных погрешностей в определения U_1 и U_2. Продольные составляющие падения напряжения малы по сравнению с напряжением линии $\Delta U = (0{,}05—0{,}10)\,U$.

Вторые члены правых частей (7-59) малы по сравнению с первыми членами. Обе эти причины позволяют написать предыдущие формулы в виде:

$$\left.\begin{aligned} U_1 &= U_2 + \Delta U'' + \frac{(\delta U'')^2}{2U_2} \\ \text{и} \\ U_2 &= U_1 - \Delta U' + \frac{(\delta U')^2}{2U_1}, \end{aligned}\right\} \quad (7\text{-}60)$$

где в знаменателях вторых членов разложения отсутствуют продольные составляющие падения напряжения.

Полученные формулы (7-60) также дают высокую степень точности определения U_1 и U_2 и потому могут применяться при всех инженерных расчетах сетей.

Для показа точности, получаемой по (7-59) и (7-60), приведем результаты расчета линии длиной 100 *км* с напряжением в конце 105 *кв*. Нагрузка на конце линии $S_2 = 30 - j20$ *Мва*. Действительное напряжение в начале линии, найденное по (7-51), $U_1 = 111{,}543$ *кв*. Тот же самый результат получается по (7-59). При определении U_1 по (7-60) находим $U_1 = 111{,}566$ *кв*. Погрешность составляет всего 0,02%, т. е. очень мала. Отметим, что пример взят с условиями, обусловливающими высокую погрешность при пользовании приближенными формулами.

Дальнейшим возможным упрощением (7-60) является приравнивание U_1 и U_2 первым членам ряда, т. е.

$$\left.\begin{aligned} U_1 &= U_2 + \Delta U''; \\ U_2 &= U_1 - \Delta U'. \end{aligned}\right\} \quad (7\text{-}61)$$

Формулы (7-61) соответствуют отказу от учета поперечной составляющей падения напряжения. Пользуясь (7-61), приравниваем потерю напряжения продольной составляющей падения напряжения.

Действительная потеря напряжения равна (рис. 7-33):

$$U_1 - U_2 = OC - OA = AC.$$

Точка C получена засечкой радиусом OB из центра O.

Погрешность, получаемая при пользовании (7-61), на векторной диаграмме изображается отрезком

$$DC = AC - AD = U_1 - U_2 - \Delta U.$$

Анализ показывает, что учет поперечной составляющей падения напря-

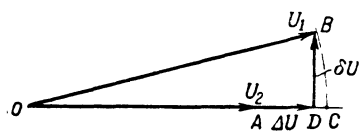


Рис. 7-33. Векторная диаграмма напряжений линии.

жения необходим только при длинных и сильно загруженных линиях, если к расчетам предъявляется требование получить результаты высокой степени точности. Величина получаемых погрешностей в основном зависит от нагрузки линии, сечения проводов и коэффициента мощности нагрузки.

Предельные значения активных нагрузок, при которых погрешности в определении напряжения без учета поперечной составляющей падения напряжения не превышают 0,25—0,5%, составляют:

1. Линии 110 *кв* длиной 100 *км*:
при погрешности 0,25% — около 25 *Мвт*;
при погрешности 0,5% — около 33 *Мвт*.
2. Линии 220 *кв* длиной 200 *км*:
при погрешности 0,25% — около 80 *Мвт*;
при погрешности 0,5% — около 100 *Мвт*

Определение напряжения с точностью до 0,5% может потребоваться только при некоторых анализах существующих сетей, когда нагрузки сети точно известны.

В проектных работах можно определять для линий 35—220 *кв* напряжения сети по (7-61). Точность результатов зависит не только от применения той или иной формулы, но и от способа производства расчетов (логарифмическая линейка, счетная машина) и точности исходных данных, т. е. нагрузок сети. Электрические сети проектируются по нагрузкам, ожидаемым через 5—10 лет. Практика проектирования и сооружения сетей показывает, что действительные нагрузки отличаются от предположенных. Кроме того, нагрузки изменяются во времени; расчетные нагрузки соответствуют только небольшому периоду работы сети. По указанным причинам при проектировании сетей 35—220 *кв* напряжения определяются без учета влияния поперечных составляющих падения напряжения.

Пренебрегая влиянием поперечной составляющей падения напряжения, значительно упрощаем расчеты линий с несколькими нагрузками (рис. 7-34,*а*).

Напряжение в точке *c* сети при мощности $\dot{S}_3''$ в конце участка *3* найдется равным:

$$U_c = U_d + \Delta U_3 = U_d + \frac{P_3'' r_3 + Q_3'' x_3}{U_d}.$$

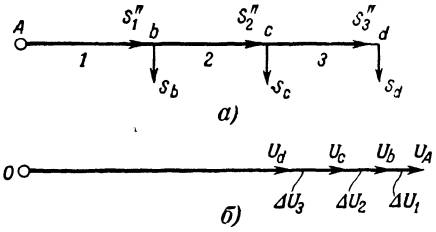


Рис. 7-34. Схема и векторная диаграмма напряжений линии с несколькими нагрузками.

На векторной диаграмме (рис. 7-34,*б*) напряжение в точке *c* изобразится вектором U_c, совпадающим по направлению с вектором U_d.

Напряжение в точке *b* сети равно:

$$U_b = U_c + \Delta U_2 = U_c + \frac{P_2'' r_2 + Q_2'' x_2}{U_c},$$

а в точке *A* сети

$$U_A = U_b + \Delta U_1 = U_b + \frac{P_1'' r_1 + Q_1'' x_1}{U_b}.$$

Векторы напряжений в точках *A*, *b*, *c* и *d* сети совпадают по фазе (направлению) и отличаются только величиной.

Напряжение источника питания *A* можно выразить через напряжение конца линии U_d следующим образом:

$$U_A = U_d + \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 =$$
$$= U_d + \frac{P_1'' r_1 + Q_1'' x_1}{U_b} + \frac{P_2'' r_2 + Q_2'' x_2}{U_c} +$$
$$+ \frac{P_3'' r_3 + Q_3'' x_3}{U_d}. \qquad (7\text{-}62)$$

Все предварительные расчеты районных сетей ведутся без учета влияния потерь мощности в сети на напряжения отдельных точек сети, т. е. при расчете участка *2* сети принимается $\dot{S}_2' = \dot{S}_2''$ (рис. 7-35).

Выразим ток на участке *2* через мощности в начале и конце его:

$$I_2 = \frac{S_{\text{ф}2}'}{\hat{\mathcal{U}}_c} \text{ и } I_2 = \frac{S_{\text{ф}2}''}{\hat{\mathcal{U}}_b},$$

или

$$\frac{\dot{S}_{\text{ф}2}'}{\hat{\mathcal{U}}_c} = \frac{\dot{S}_{\text{ф}2}''}{\hat{\mathcal{U}}_b}.$$

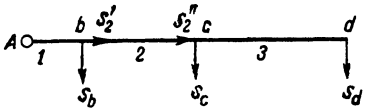


Рис. 7-35. Схема сети.

Последнее равенство, если $\dot{S}'_{ф2} = \dot{S}''_{ф2}$, может существовать только при $\mathcal{U}_c = \mathcal{U}_b$. Следовательно, определение напряжений в отдельных точках сети без учета влияния потерь мощности в сети соответствует расчету сети по одному напряжению. За среднее расчетное напряжение обычно принимают номинальное напряжение сети. При этих условиях (7-62) получает вид (для линейных напряжений и мощностей трех фаз):

$$U_A = U_d + \frac{P_1 r_1 + P_2 r_2 + P_3 r_3 + Q_1 x_1 + Q_2 x_2 + Q_3 x_3}{U_н}.$$

Полученная формула в общем виде может быть написана следующим образом:

$$U_A = U_d + \frac{\Sigma P_m r_m + \Sigma Q_m x_m}{U_н}. \quad (7\text{-}63)$$

Полная потеря напряжения в линии с n нагрузками составит:

$$\Delta U = \frac{\Sigma P_m r_m + \Sigma Q_m x_m}{U_н}. \quad (7\text{-}63а)$$

Выведенная формула очень широко используется при проектных расчетах электрических сетей.

7-12. СОВМЕСТНЫЙ РАСЧЕТ СЕТЕЙ ДВУХ НАПРЯЖЕНИЙ

Представим себе сеть (рис. 7-36,*а*), состоящую из линии $Л_1$ высшего напряжения, трансформатора T и линии низшего напряжения $Л_2$. Сеть питает нагрузки $p_b - jq_b$, $p_c - jq_c$ и $p_d - jq_d$. Предположим, что напряжение линии $Л_1$ будет $U_{в.н}$, а линии $Л_2$—$U_{н.н}$.

Расчет всей сети в целом можно произвести, приведя сеть к общему базисному напряжению. За базисное напряжение теоретически можно взять произвольно выбранное напряжение. Практически за базисное напряжение берется одно из напряжений рассчитываемой сети; при этом получается меньше вычислений.

Возьмем за базисное напряжение $U_б$ напряжение сети высшего напряжения, т. е. $U_б = U_{в.н}$.

Из теоретической электротехники известно, что при приведении каких-либо элементов сети к базисному напряжению сопротивления и проводимости этих элементов определяются по формулам:

$$R'_{н.н} = R_{н.н}\left(\frac{U_{в.н}}{U_{н.н}}\right)^2$$

$$X'_{н.н} = X_{н.н}\left(\frac{U_{в.н}}{U_{н.н}}\right)^2;$$

$$B'_{н.н} = B_{н.н}\left(\frac{U_{н.н}}{U_{в.н}}\right)^2;$$

$$G'_{н.н} = G_{н.н}\left(\frac{U_{н.н}}{U_{в.н}}\right)^2;$$

в которых $R_{н.н}$, $X_{н.н}$, $B_{н.н}$ и $G_{н.н}$ — действительные, а $R'_{н.н}$, $X'_{н.н}$, $B'_{н.н}$ и $G'_{н.н}$ — приведенные сопротивления и проводимости элемента сети.

При пересчете сопротивлений за напряжение $U_{в.н}$ должно быть принято напряжение установленного регулировочного ответвления трансформатора на стороне высшего напряжения, а за $U_{н.н}$—напряжение обмотки низшего напряжения. Отношение $U_{в.н} : U_{н.н}$ должно соответствовать действительному коэффициенту трансформации трансформатора при холостом ходе. В проектных расчетах отношение $U_{в.н} : U_{н.н}$ часто принимается равным отношению номинальных напряжений сетей высшего и низшего напряжений.

После приведения сети низшего напряжения к базисному сеть на рис. 7-36,*а* можно представить схемой замещения, изображенной на рис. 7-36,*б*. При составлении этой схемы принято, что линия $Л_1$ должна рассчитываться с учетом проводимости, а линия $Л_2$ может рассчитываться без учета проводимости[1]. Для линии $Л_1$ принята П-образная, а для трансформатора — Г-образная схемы замещения.

[1] Обоснование возможности расчета линии без учета их проводимости приведено в гл. 8.

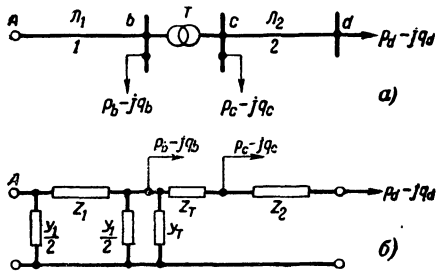


Рис. 7-36. Схема сети и схема ее замещения.

Определим потерю напряжения в сети, принимая, что потери напряжения можно приравнять продольным составляющим падения напряжения.

Идя от конца линии, находим:

$$\Delta U_2 = \frac{p_d r_2' + q_d x_2'}{U_d'},$$

где U_d' — напряжение в точке d, приведенное к базисному напряжению:

$$U_d' = U_d\left(\frac{U_{в.н}}{U_{н.н}}\right);$$

r_2' и x_2' — сопротивления линии $Л_2$, приведенные к базисному напряжению сети.

Напряжение в точке c сети

$$U_c = U_d' + \Delta U_2.$$

Потери мощности в линии $Л_2$ составят:

$$\Delta P_2 = \frac{p_d^2 + q_d^2}{(U_d')^2} r_2' \text{ и } \Delta Q_2 = \frac{p_d^2 + q_d^2}{(U_d')^2} x_2'.$$

Мощность в начале участка *2* сети

$$P_2' - jQ_2' = (p_d - jq_d) + (\Delta P_2 - j\Delta Q_2).$$

Мощность, отдаваемая трансформаторами в сеть низшего напряжения,

$$P_т'' - jQ_т'' = (P_2' - jQ_2') + (p_c - jq_c).$$

Продольная составляющая падения напряжения в трансформаторе

$$\Delta U_т = \frac{P_т'' R_т + Q_т'' X_т}{U_c}.$$

Сопротивления трансформатора $R_т$ и $X_т$ относены к базисному напряжению.

Напряжение в точке b сети

$$U_b = U_c + \Delta U_т.$$

Учитывая потери мощности в трансформаторе

$$\Delta P_т = \frac{(P_т'')^2 + (Q_т'')^2}{U_c^2} R_т$$

и

$$\Delta Q_т = \frac{(P_т'')^2 + (Q_т'')^2}{U_c^2} X_т,$$

находим мощность, подводимую к зажимам высшего напряжения трансформатора, равной:

$$P_т' - jQ_т' = (P_т'' - jQ_т'') + (\Delta P_т - j\Delta Q_т).$$

Для определения мощности в конце линии $Л_1$ находим мощности, ответвляющиеся в проводимости трансформатора и линии:

активная мощность

$$\Delta P_{gb} = U_b^2\left(G_т + \frac{G_1}{2}\right);$$

реактивная мощность

$$\Delta Q_{cb} = U_b^2\left(\frac{B_1}{2} - B_т\right).$$

В последней формуле проводимости $B_т$ и $\frac{B_1}{2}$ имеют разные знаки; проводимость линии обусловлена емкостью, а трансформатора — индуктивностью.

Мощность в конце линии $Л_1$ составит:

$$P_1'' - jQ_1'' = (P_т' - jQ_т') + (p_b - jq_b) + (\Delta P_{gb} - j\Delta Q_{cb}).$$

Напряжение в начале линии $Л_1$

$$U_A = U_b + \Delta U_1 = U_b + \frac{P_1'' r_1 + Q_1'' x_1}{U_b}.$$

Найдя потери мощности на участке *1* сети, равные:

$$\Delta P_1 = \frac{(P_1'')^2 + (Q_1'')^2}{U_b} r_1$$

и

$$\Delta Q_1 = \frac{(P_1'')^2 + (Q_1'')^2}{U_b} x_1,$$

и мощности проводимости $\frac{Y_1}{2}$, включенной в начале линии,

$$\Delta P'_{gA} = U_A^2 \frac{G_1}{2} \text{ и } \Delta Q'_{cA} = U_A^2 \frac{B_1}{2},$$

получим мощность, выходящую из точки A:

$$P'_1 - jQ'_1 = (P''_1 - jQ''_1) + \\ + (\Delta P_1 - j\Delta Q_1) + (\Delta P'_{gA} + j\Delta Q'_{cA}).$$

Связь между напряжениями в конце и начале сети выражается уравнением

$$U'_d = U_A - (\Delta U_1 + \Delta U_т + \Delta U_2).$$

В этом уравнении напряжение U'_d приведено к напряжению сети высшего напряжения. Действительное напряжение в точке d сети будет:

$$U_d = U'_d \left(\frac{U_{н.н}}{U_{в.н}}\right) = \\ = (U_A - \Delta U_1 - \Delta U_т - \Delta U_2) \frac{U_{н.н}}{U_{в.н}}.$$

Анализируя формулу (7-66), видим, что действительное напряжение в точке d сети зависит не только от потерь напряжения в сети, но и от отношения $U_{н.н} : U_{в.н}$, представляющего величину, обратную коэффициенту трансформации трансформатора T*.

Трансформаторы имеют, кроме основного вывода, регулировочные ответвления, позволяющие изменять их коэффициент трансформации в пределах до ±5%. Следовательно, установкой на трансформаторе разных регулировочных ответвлений при одном и том же напряжении в начале линии можно получать в точке d сети разные напряжения. Естественно поэтому на сетевых трансформаторах выбирать такие регулировочные ответвления (коэффициент трансформации), чтобы напряжения в отдельных точках сети были возможно ближе к номинальным напряжениям электроприемников. Подбор регулировочных ответвлений на трансформаторах широко используется в электрических системах.

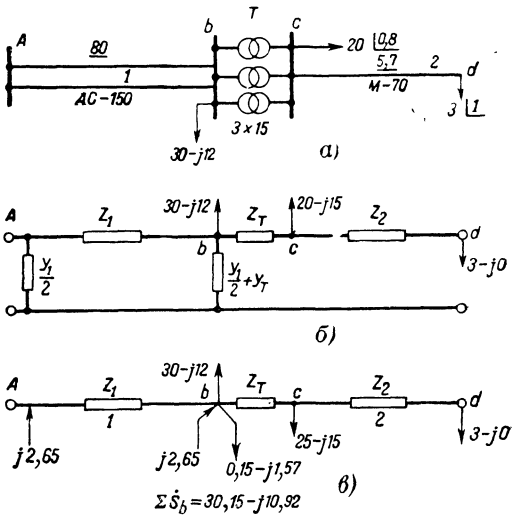


Рис. 7-37. Схема сети и схемы замещения и расчетная.

Пример 7-2. Определить напряжение в точке d сети, изображенной на рис. 7-37. Участок сети *1* работает с номинальным напряжением 110 *кв* и выполнен двумя параллельными линиям со сталеалюминиевыми проводами, расположенными горизонтально, с расстоянием между ними 4 *м*. Все остальные данные, относящиеся к этому участку сети, показаны на схеме сети. Нагрузки даны в мегаваттах. В знаке ∠ показаны коэффициенты мощности нагрузок.

На подстанции смонтированы три трансформатора по 15 *Мва* каждый. На стороне высшего напряжения трансформаторов установлено ответвление 110 *кв*. Номинальное напряжение обмотки низшего напряжения 11 *кв*.

Сеть 10 *кв* (участок *2*) состоит из одной линии с медными проводами, расположенными в вершинах равностороннего треугольника со стороной 1 *м*.

Напряжение на шинах центра питания $A = 116$ *кв*.

Решение задачи проведем приведением всей сети к одному базисному напряжению 110 *кв*.

Найдем сопротивления элементов сети.

Действительные сопротивления и проводимость участка сети *1* равны:

$$R_1 = 8{,}1 \text{ ом}; \; x_1 = 16{,}6 \text{ ом}; \; B_1 = 4{,}38 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{ом}}.$$

Реактивную мощность, генерируемую линиями 110 *кв*, определим по номинальному напряжению сети. Последнее оправдывается тем, что до окончания расчета сети напряжение в точке b неизвестно. Подобный приближенный расчет не может внести сколько-нибудь заметной ошибки в полученные результаты.

Реактивная мощность, генерируемая линией,

$$\Delta Q_c = U^2 B_1 = 110^2 \cdot 4{,}38 \cdot 10^{-4} = 5{,}3 \text{ Мвар},$$

что соответствует генерации в точках A и b сети реактивной мощности по 2,65 *Мвар*

* Коэффициент трансформации k трансформатора равен отношению э. д. с. обмотки высшего напряжения к э. д. с. обмотки низшего напряжения.

П-образная схема замещения линий сети 110 *кв*, рис. 7-37,*б*). Наносим эти мощности в виде нагрузок на схему сети (рис. 7-37,*в*).

Трансформаторы 110/11 *кв* мощностью по 15 *Мва* имеют: потери активной мощности в меди $\Delta P_{м.н} = 133$ *квт*, потери мощности в стали $\Delta P_{ст} = 50$ *квт*, напряжение короткого замыкания $u_{к.з}\% = 10{,}5\%$ и ток холостого хода $i_{х.х}\% = 3{,}5\%$.

Исходя из этих данных, по (4-19) и (4-20) для одного трансформатора найдем:

$$R_т = \frac{\Delta P_{м.н} U^2 \cdot 10^3}{S_н^2} = \frac{133 \cdot 110^2 \cdot 10^3}{15\,000^2} = 7{,}2 \text{ ом};$$

$$X_т = \frac{u_{к.з}\% \, U^2 \cdot 10}{S_н} = \frac{10{,}5 \cdot 110^2 \cdot 10}{15\,000} = 84{,}7 \text{ ом}.$$

Для трех параллельно работающих трансформаторов эти величины составят:

$$R_т = 2{,}4 \text{ ом}; \quad X_т = 28{,}2 \text{ ом}.$$

Мощность, обусловленная проводимостью $Y_т$ (рис. 7-37,*б*) трансформаторов, определится равной:

$$\Delta P'_т - j\Delta Q'_т = n\left(\Delta P_{ст} - j\frac{i_{х.х}\%}{100} S_н\right),$$

где n — число параллельно включенных трансформаторов;

$\Delta P_{ст}$ — потери в стали одного трансформатора;

$i_{х.х}\%$ — намагничивающий ток одного трансформатора, выраженный в процентах номинального;

$S_н$ — номинальная мощность трансформатора.

Подстановка величин, соответствующих трансформаторам по 15 *Мва*, при трех включенных дает:

$$\Delta P'_т - j\Delta Q'_т = 3\left(0{,}05 - j\frac{3{,}5}{100}\,15\right) \approx$$

$$\approx 0{,}15 - j1{,}57 \text{ Мва}.$$

Наносим мощность проводимости трансформаторов в виде добавочной нагрузки в точке *b* схемы сети (рис. 7-37,*в*).

Действительное активное сопротивление сети 10 *кв* составляет:

$$R'_2 = 1{,}6 \text{ ом}.$$

Приводя его к базисному напряжению, получаем

$$R_2 = R'_2\left(\frac{U_{в.н}}{U_{н.н}}\right)^2 = 1{,}6\left(\frac{110}{11}\right)^2 = 160 \text{ ом}.$$

Реактивное сопротивление сети 10 *кв* не определяем, так как величина продольной составляющей падения напряжения при чисто активной нагрузке, какой является нагрузка в точке *d*, не зависит от реактивного сопротивления линии [см. (7-45) и (7-46)].

Окончательная расчетная схема сети показана на рис. 7-37,*в*.

Ввиду того что напряжение задано в начале линии (точка *A*), для расчета нужно знать мощность в начале участка *1* сети, т. е. мощность с учетом потерь мощности в сети. Для этого произведем приближенное определение потерь мощности в сети по номинальному напряжению сети. Потерями мощности на участке *2* сети пренебрежем как незначительной величиной.

Нагрузка трансформаторов на стороне низшего напряжения составит:

$$\dot{S}_т = (3 - j0) + (20 - j15) = 23 - j15 \text{ Мва}.$$

Потери активной мощности в трансформаторах

$$\Delta P_т = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_т = \frac{23^2 + 15^2}{110^2} 2{,}4 = 0{,}15 \text{ Мвт}.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах

$$\Delta Q_т = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X_т = \frac{23^2 + 15^2}{110^2} \cdot 28{,}2 = 1{,}76 \text{ Мвар}.$$

Мощность $\dot{S}''_1$ (рис. 7-40,*в*) в конце участка *1* равна:

$$\dot{S}''_1 = \dot{S}_т + (\Delta P_т - j\Delta Q_т) + \dot{S}_в + (\Delta P'_т - j\Delta Q'_т) + j\frac{\Delta Q_с}{2} =$$

$$= (23 - j15) + (0{,}15 - j1{,}76) + (30 - j12) + (0{,}15 - j1{,}57) + j2{,}65 \approx 53{,}4 - j27{,}7 \text{ Мва}.$$

Потери активной мощности на участке *1* сети

$$\Delta P_1 = \frac{(P''_1)^2 + (Q''_1)^2}{U_н^2} R_1 = \frac{53{,}4^2 + 27{,}7^2}{110^2} \cdot 8{,}1 = 2{,}4 \text{ Мвт}.$$

Потери реактивной мощности на этом участке сети

$$\Delta Q_1 = \frac{(P''_1)^2 + (Q''_1)^2}{U_н^2} X_1 = \frac{53{,}4^2 + 27{,}7^2}{110^2} \cdot 16{,}6 = 4{,}9 \text{ Мвар}.$$

Мощность в начале участка *1*

$$\dot{S}'_1 = \dot{S}''_1 + (\Delta P_1 - j\Delta Q_1) = (53{,}4 - j27{,}7) + (2{,}4 - j4{,}9) = 55{,}8 - j32{,}6 \text{ Мва}.$$

Мощность, выходящая с шин центра питания A,

$$\dot{S}_A = \dot{S}_1' + j\frac{\Delta Q_c}{2} = (55{,}8 - j32{,}6) + \\ + j2{,}65 = 55{,}8 - j30{,}0 \ \textit{Мва}.$$

Переходим к определению напряжений в разных точках сети.

Продольная составляющая падения напряжения на участке *1* сети

$$\Delta U_1 = \frac{P_1' R_1 + Q_1' X_1}{U_A} = \\ = \frac{55{,}8 \cdot 8{,}1 + 32{,}6 \cdot 16{,}6}{116} = 8{,}5 \ \textit{кв}.$$

Поперечная составляющая падения напряжения на этом участке сети

$$\delta U_1 = \frac{P_1' X_1 - Q_1' R_1}{U_A} = \\ = \frac{55{,}8 \cdot 16{,}6 - 32{,}6 \cdot 8{,}1}{116} = 5{,}7 \ \textit{кв}.$$

Потеря напряжения на участке *1*

$$u = \Delta U_1 + \frac{(\delta U_1)^2}{2U_A} = 8{,}5 + \frac{5{,}7^2}{2 \cdot 116} = 8{,}7 \ \textit{кв}.$$

Произведенный расчет показывает, что потеря напряжения может быть практически приравнена продольной составляющей падения напряжения, что и будет приниматься для всех других звеньев сети.

Напряжение в точке b сети

$$U_b = U_A - u = 116 - 8{,}7 = 107{,}3 \ \textit{кв}.$$

Потеря напряжения в трансформаторах

$$\Delta U_т = \frac{P_т R_т + Q_т X_т}{U_b} = \\ = \frac{23{,}15 \cdot 2{,}4 + 16{,}8 \cdot 28{,}2}{107{,}3} = 4{,}9 \ \textit{кв}.$$

Напряжение в точке c

$$U_c = U_b - \Delta U_т = 107{,}3 - 4{,}9 = 102{,}4 \ \textit{кв}.$$

Потеря напряжения на участке *2* сети

$$\Delta U_2 = \frac{P_2 R_2}{U_c} = \frac{3 \cdot 160}{102{,}4} = 4{,}7 \ \textit{кв}.$$

Приведенное напряжение в точке d сети

$$U_d' = U_c - \Delta U_2 = 102{,}4 - 4{,}7 = 97{,}7 \ \textit{кв}.$$

Действительное напряжение в точке d

$$U_d = U_d' \frac{U_{н.н}}{U_{в.н}} = 97{,}7 \frac{11}{110} = 9{,}77 \ \textit{кв}$$

близко к номинальному напряжению сети.

7-13. РАСЧЕТ ЛИНИЙ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Падение напряжения в двухпроводной линии постоянного (выпрямленного) тока (рис. 7-38) равно сумме падений напряжения на отдельных участках сети и составляет:

$$u = 2\left(\frac{P_3''}{U_d} r_3 + \frac{P_2''}{U_c} r_2 + \frac{P_1''}{U_b} r_1\right).$$

Коэффициент 2 учитывает падение напряжения в прямом и обратном проводах. P_3'', P_2'' и P_1''—линейные мощности в концах соответствующих участков сети с учетом потерь мощности на предыдущих участках линии.

При n нагрузках на линии формула падения напряжения получает вид:

$$u = 2\sum \frac{P_m''}{U_m} r_m. \qquad (7\text{-}64)$$

Подставляя значения r_m, выраженные через длины участков l, сечение провода F и удельное сопротивление ρ, получаем

$$u = 2\rho \sum \frac{P_m'' l_m}{U_m F_m}. \qquad (7\text{-}65)$$

Зная величину падения напряжения в линии, по заданному напряжению в конце U_2 найдем напряжение в начале линии.

Падение напряжения можно найти и по данным начала линии. При этом, как и для линий переменного тока, линейные мощности $P'_1, P'_2, \ldots, P'_n$ и напряжения должны быть отнесены к началам участков сети.

В случаях, когда учитываются потери активной мощности в изоляции и на корону, они аналогично расчетам линии переменного тока включаются в нагрузки, по которым ведется расчет линий.

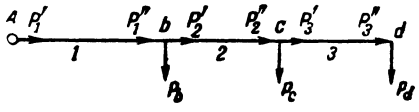


Рис. 7-38. Схема сети постоянного тока.

7-14. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ СЕТЕЙ РАЙОННОГО ЗНАЧЕНИЯ ПО ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

В сетях районного значения сечения проводов линий определяются стоимостью сооружения линии и эксплуатационными расходами. Потери напряжения, как правило, не определяют сечения проводов. При отклонениях напряжения, выходящих за допускаемые пределы, применяются устройства для регулирования напряжения, позволяющие поддерживать у потребителей напряжение в нужных границах. Установка устройств для регулирования напряжения требует меньших капиталовложений и эксплуатационных расходов, чем увеличение сечений проводов или увеличение числа параллельно идущих линий.

Сказанное основывается на том, что для линий районного значения применяется ограниченное число сечений проводов. Например, при напряжении 110 *кв* сталеалюминиевые провода берутся не менее АС-50. При напряжении 220 *кв* используются провода АСО-300 и АСО-400.

При крупных сечениях проводов даже значительное увеличение расхода металла на провода дает относительно небольшое уменьшение потери напряжения. Реактивное сопротивление линии почти не зависит от сечения проводов и в то же время сильно влияет на потери напряжения в сети.

Потеря напряжения в линии, если приравнять ее продольной составляющей падения напряжения, составляет:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}.$$

Активные и реактивные сопротивления 1 *км* линии 110 *кв* равны:

Провод АС-120: $r_0 = 0{,}27$ *ом/км*; $x_c = 0{,}42$ *ом/км*;

провод АС-185: $r_0 = 0{,}17$ *ом/км*; $x_0 = 0{,}4$ *ом/км*.

Предположим, что по линии передается одна условная единица активной мощности при $\cos\varphi = 0{,}9$ ($\operatorname{tg}\varphi = 0{,}488$). Реактивная мощность по линии будет, следовательно, 0,488 условной единицы.

Подставляя значения мощностей и сопротивлений в формулу для определения потерь напряжения, получаем

провод АС-120:

$$\Delta U = \frac{1 \cdot 0{,}27 + 0{,}488 \cdot 0{,}42}{U} = \frac{0{,}27 + 0{,}205}{U} = \frac{0{,}475}{U};$$

провод АС-185:

$$\Delta U = \frac{1 \cdot 0{,}17 + 0{,}488 \cdot 0{,}4}{U} = \frac{0{,}17 + 0{,}195}{U} = \frac{0{,}365}{U}.$$

Анализ полученных результатов показывает:

1. Чем больше сечение провода, тем больше относительное влияние реактивного сопротивления линии на потерю напряжения.

2. При переходе от провода АС-120 к проводу АС-185, т. е. при увеличении расхода цветного металла на

$$\frac{185 - 120}{120} \cdot 100 = 54\%,$$

потеря напряжения уменьшается только на

$$\frac{0{,}475 - 0{,}365}{0{,}475} \cdot 100 = 23\%.$$

Такое уменьшение потери напряжения, как правило, не позволит отказаться от применения устройств для регулирования напряжения. Большое же увеличение расхода металла на провода приведет к значительному удорожанию линии. Например, при длине линии 100 *км* переход от провода АС-120 к проводу АС-185 потребует добавочного металла 84 *т* и добавочных капитовложений 1 млн. руб.

Стоимость устройства для регулирования напряжения не превысит 150 000 руб.

Приведенные соображения определяют целесообразность установки устройств для регулирования напряжения, а не увеличение сечений проводов.

Сечения проводов линий районного значения определяются, исходя из эксплуатационных расходов, т. е. по экономической плотности тока.

Глава восьмая

ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ В МАГИСТРАЛЬНЫХ СЕТЯХ МЕСТНОГО ЗНАЧЕНИЯ

8-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Местными электрическими сетями называются сети, снабжающие электроэнергией потребителей, находящихся от центра питания (электростанция, подстанция) на расстояниях, не превышающих 20—30 *км*. К местным сетям относятся сети высокого напряжения 6—35 *кв*, выполненные воздушными или кабельными линиями. К ним же относятся сети, работающие при напряжениях 120—660 *в*, проложенные вне и внутри зданий.

По сетям 6—35 *кв* электроэнергия подается к трансформаторным подстанциям, на которых происходит преобразование напряжения до нужной величины. Распределение энергии от подстанций с первичными напряжениями 6—10 *кв* производится сетями 120—660 *в*. Подстанции с первичным напряжением 35 *кв*, как правило, имеют вторичное напряжение 6—10 *кв*. В этих случаях электроэнергия, прежде чем дойдет до электроприемников, претерпевает еще одну дополнительную трансформацию на напряжение 120—660 *в*.

Местные электрические сети по суммарной протяженности значительно превосходят протяженность сетей районного значения. Расход цветного металла и изоляционных материалов на местные сети во много раз превосходит потребность в этих материалах для сетей районного значения. Это обстоятельство требует очень внимательного и вдумчивого подхода к решениям вопросов, связанных со строительством сетей местного значения.

8-2. РАСЧЕТ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ МЕСТНОГО ЗНАЧЕНИЯ

Каждая линия электрической сети имеет проводимость, обусловленную емкостью сети и несовершенством изоляции. Учет этой проводимости необходим, когда токи проводимости оказывают заметное влияние на работу сети. В гл. 7 было показано, что для большинства сетей 110—220 *кв* можно пренебречь влиянием активной проводимости. Последнее в еще большей степени правильно для сетей местного значения, работающих при более низких напряжениях.

Реактивная мощность, генерируемая линией, как следует из формулы $\Delta Q_c = U^2 B$, пропорциональна квадрату напряжения. При напряжениях 6—35 *кв* емкостная мощность линии настолько мала, что практически не влияет на ее работу. Для обоснования этого положения в табл. 8-1 дано отношение реактивной мощности, генерируемой линией, к реактивной нагрузке ее.

Таблица 8-1

Относительные величины реактивных мощностей, генерируемых воздушными линиями

Напряжения линий, *кв*	Провода	Длины линий, *км*	Нагрузки линий, *Мва*	Мощности, генерируемые линиями, *Мвар*	$\frac{\Delta Q_c}{Q} \cdot 100$
220	АСУ-400	200	120—*j*90	+*j*27	30
110	АС-120	100	18—*j*13,5	+*j*3,4	25
35	АС-95	15	4,5—*j*3,4	+*j*0,05	1,5
10	А-70	5	1,2—*j*0,9	+*j*0,002	0,17

Цифры этой таблицы получены в предположении, что линии нагружены мощностями, соответствующими экономической плотности тока, при коэффициенте мощности нагрузок, равном 0,8.

Результаты проведенных расчетов показывают, что реактивная мощность, генерируемая линиями 110—220 *кв*, окажет, а на линии 6—35 *кв* не окажет заметного влияния на работу.

Емкостная мощность могла бы иметь значение для кабельных линий 6—35 *кв* при большой их протяженности; в местных сетях кабельные линии имеют небольшую длину, и потому емкостная мощность также не влияет на их работу.

В местных сетях часто используются провода малых сечений с большим активным сопротивлением. Кроме того, передача электроэнергии по линиям

местных сетей происходит, как правило, с худшими коэффициентами мощности. Оба эти обстоятельства определяют относительно меньшую величину поперечной составляющей падения напряжения и возможность приравнять потери напряжения продольной составляющей падения напряжения. Сказанное подтверждается следующими простыми расчетами.

Определим относительную величину поперечной составляющей падения напряжения для воздушных линий 110 и 10 *кв* с сечениями проводов, длинами и нагрузками, приведенными в табл. 8-1.

Поперечная составляющая падения напряжения линии 110 *кв*

$$\delta U = \frac{PX - QR}{U} =$$

$$= \frac{(18 \cdot 0{,}423 - 11{,}8 \cdot 0{,}23) \cdot 100}{110} = 4{,}46 \text{ кв},$$

или в процентах напряжения $U_н =$ $= 110$ *кв* $\delta U = 4{,}05\%$.

Для линии 10 *кв* с проводами А-70 эта же величина составляет $\delta U =$ $= 0{,}75\%$.

Для кабельных линий с крупными сечениями жил $\delta U = 0{,}5 - 1\%$.

Полученные результаты показывают, что учета влияния поперечной составляющей падения напряжения в местных сетях производить не следует.

Относительная величина поперечной составляющей падения напряжения в местных сетях может достигнуть значений, соответствующих линиям 110 *кв*, только в сетях 35 *кв* с большими сечениями проводов. Но ранее было установлено, что линии 110 *кв* могут рассчитываться без учета поперечной составляющей падения напряжения; это положение можно распространить и на линии 35 *кв* с большими сечениями проводов.

При учете только продольной составляющей падения напряжения потеря напряжения в линии с несколькими нагрузками (рис. 8-1) определяется в (7-64):

$$\Delta U = \frac{\Sigma P_m r_m + \Sigma Q_m x_m}{U_н} =$$

$$= \frac{P_3 r_3 + P_2 r_2 + P_1 r_1 + Q_3 x_3 + Q_2 x_2 + Q_1 x_1}{U_н}. \quad (8\text{-}1)$$

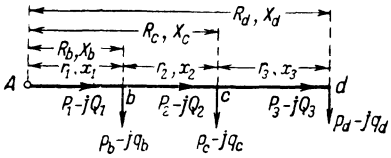


Рис. 8-1. Схема сети местного значения с несколькими нагрузками.

Подставляя в это уравнение значения

$$P_3 = p_d;\ P_2 = p_d + p_c$$

и

$$P_1 = p_d + p_c + p_b$$

и обозначая

$$R_b = r_1;\ R_c = r_1 + r_2 \text{ и } R_d = r_1 + r_2 + r_3,$$

получаем

$$\Delta U = \frac{p_d r_3 + (p_d + p_c) r_2 + (p_d + p_c + p_b) r_1}{U_н} +$$

$$+ \frac{q_d x_3 + (q_d + q_c) x_2 + (q_d + q_c + q_b) x_1}{U_н},$$

или

$$\Delta U = \frac{p_b R_b + p_c R_c + p_d R_d + q_b X_b + q_c X_c + q_d X_d}{U_н} =$$

$$= \frac{\Sigma p_m R_m + \Sigma q_m X_m}{U_н}. \quad (8\text{-}2)$$

В (8-1) потеря напряжения определяется по линейным мощностям, а в (8-2) — по мощностям нагрузок.

Зная, что

$$P = \sqrt{3} UI \cos\varphi = \sqrt{3} \cdot UI_а;$$

$$Q = \sqrt{3} \cdot UI \sin\varphi = \sqrt{3} \cdot UI_р,$$

можно (8-1) и (8-2) представить в виде:

$$\Delta U = \sqrt{3} (\Sigma I_m \cos\varphi_m r_m + \Sigma I_m \sin\varphi_m x_m) =$$

$$= \sqrt{3} (\Sigma I_{am} r_m + \Sigma I_{pm} x_m) \quad (8\text{-}3)$$

и

$$\Delta U = \sqrt{3} (\Sigma i_m \cos\varphi_m R_m + \Sigma i_m \sin\varphi_m X_m) =$$

$$= \sqrt{3} (\Sigma i_{am} R_m + \Sigma i_{pm} X_m), \quad (8\text{-}4)$$

где I_{am} и I_{pm} — активная и реактивная составляющие тока на участке m се-

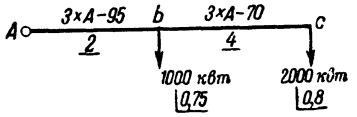


Рис. 8-2. Сеть с двумя нагрузками.

ти, а i_{am} и i_{pm}—активная и реактивная составляющие тока нагрузки точки m.

При подстановке в (8-1) и (8-2) сопротивлений в омах, мощностей — в киловаттах и киловольт-амперах и напряжений—в киловольтах потери напряжения получаются в вольтах. В (8-3) и (8-4) для получения результатов в вольтах токи должны быть подставлены в амперах.

Пример 8-1. Определить наибольшую потерю напряжения в сети, изображенной на рис. 8-2. Сеть выполнена воздушной линией с алюминиевыми проводами А-95 на участке Ab и А-70 на участке bc. Провода расположены в вершинах равностороннего треугольника со стороной 1,2 *м*. Длины участков в километрах (подчеркнутые цифры на схеме сети), нагрузки в киловаттах и их коэффициенты мощности даны на схеме. Номинальное напряжение сети 10 *кв*.

Сопротивления участков линии, отнесенные к 1 *км*.

Линия с проводами А-95:

активное сопротивление

$$r_0 = 0{,}33 \ ом/км;$$

реактивное сопротивление

$$x_0 = 0{,}144 \lg \frac{D_{ср}}{r} + 0{,}016 =$$

$$= 0{,}144 \lg \frac{1\,200}{6{,}2} + 0{,}016 = 0{,}35 \ ом/км.$$

Линия с проводами А-70:

$$r_0 = 0{,}45 \ ом/км;$$

$$x_0 = 0{,}36 \ ом/км.$$

Зная $\cos\varphi$ нагрузок и зная, что реактивная мощность $Q = P \operatorname{tg}\varphi$, найдем нагрузки в точках b и c;

$$\dot{s}_c = p_c - jq_c = 2\,000 - j1\,500 \ ква;$$

$$\dot{s}_b = p_b - jq_b = 1\,000 - 880 \ ква.$$

Наибольшая потеря напряжения в линии до точки c определится по (8-2):

$$\Delta U_c = \frac{\Sigma p_m R_m + \Sigma q_m X_m}{U_н} =$$

$$= \frac{1\,000 \cdot 0{,}33 \cdot 2 + 2\,000\,(0{,}33 \cdot 2 + 0{,}45 \cdot 4)}{10} +$$

$$+ \frac{880 \cdot 0{,}35 \cdot 2 + 1\,500\,(0{,}35 \cdot 2 + 0{,}36 \cdot 4)}{10} =$$

$$= 940 \ в.$$

Пример 8-2. Определить потерю напряжения в линии 6 *кв*, выполненной стальными проводами марки ПМС-25. По линии передается электроэнергия трем потребителям, нагрузки которых в киловаттах и коэффициенты мощности их даны на схеме на рис. 8-3,*а*. Там же приведены длины участков сети в километрах. Провода расположены в вершинах равностороннего треугольника со стороной 80 *см*.

Поскольку активные и реактивные сопротивления стальных проводов даются в зависимости от тока (см. приложение 6), найдем токи на отдельных участках сети и нанесем их на схему сети (рис. 8-3,*б*).

Полные токи на участках сети:

участок 3:

$$I_3 = 2{,}9 \ а;$$

участок 2:

$$I_2 = \sqrt{8{,}7^2 + 4{,}3^2} = 9{,}7 \ а;$$

участок 1:

$$I_1 = \sqrt{12{,}6^2 + 4{,}3^2} = 13{,}3 \ а.$$

По полным токам, пользуясь таблицами приложения 6, найдем активные и внутренние реактивные сопротивления линии:

участок 3:

$$r_0 = 5{,}28 \ ом/км;$$

участок 2:

$$r_0 = 5{,}5 \ ом/км; \quad x_0'' = 0{,}93 \ ом/км;$$

участок 1:

$$r_0 = 5{,}8 \ ом/км; \quad x_0'' = 1{,}20 \ ом/км.$$

Для участка *2* сопротивления приняты соответствующими току 10 *а*, а для участка *1* они найдены интерполяцией.

Реактивное сопротивление участка *3* не определяется, поскольку по нему проходит только активный ток, а поэтому $I_{р3} \cdot x_3$ равно нулю.

Найдем реактивное сопротивление линии, обусловленное магнитным потоком, лежащим вне провода:

$$x_0' = 0{,}144 \lg \frac{D_{ср}}{r} =$$

$$= 0{,}144 \lg \frac{800}{2{,}8} = 0{,}35 \ ом/км.$$

Полученные результаты показывают, что внутреннее реактивное сопротивление стальных проводов значительно превосходит реактивное сопротивление от внешнего магнитного потока.

Полные реактивные сопротивления участков сети:

участок 1:

$$x_1 = x_0' + x_0'' = 0{,}35 + 1{,}2 = 1{,}55 \ ом/км;$$

участок 2:

$$x_2 = x_0' + x_0'' = 0{,}35 + 0{,}93 = 1{,}28 \ ом/км.$$

Наибольшая потеря напряжения в линии до точки d

$$\Delta U_d = \sqrt{3}\,(\Sigma I_{am} r_m + \Sigma I_{pm} x_m) =$$

$$= \sqrt{3}\,(2{,}9 \cdot 5{,}28 \cdot 2{,}5 + 8{,}7 \cdot 5{,}5 \cdot 0{,}7 +$$

$$+ 12{,}6 \cdot 5{,}8 \cdot 1{,}2 + 4{,}3 \cdot 1{,}38 \cdot 0{,}7 +$$

$$+ 4{,}3 \cdot 1{,}55 \cdot 1{,}2) = 297 \ в,$$

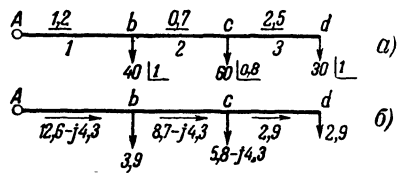


Рис. 8-3. Сеть со стальными проводами.

т. е.

$$\Delta U_d = \frac{297 \cdot 100}{6\,000} = 4{,}95\%,$$

что вполне приемлемо.

8-3. ЧАСТНЫЕ СЛУЧАИ РАСЧЕТА МЕСТНЫХ СЕТЕЙ

Рассмотрим частные случаи расчетов местных электрических сетей, с которыми приходится встречаться при практических расчетах сетей.

1. Линии, имеющие вдоль всей длины одно и то же сечение и расположение проводов.

Такие линии характеризуются тем, что активное r_0 и реактивное x_0 сопротивления единицы длины линии постоянны по всей длине. Для этих линий, являющихся однородными, (8-3) и (8-4) можно написать в виде:

$$\left.\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3}\,(\Sigma I_{am} r_0 l_m + \\ &+ \Sigma I_{pm} x_0 l_m) = \\ &= \sqrt{3}(r_0 \Sigma I_{am} l_m + x_0 \Sigma I_{pm} l_m); \\ \Delta U &= \sqrt{3}\,(\Sigma i_{am} r_0 L_m + \\ &+ \Sigma i_{pm} x_0 L_m) = \\ &= \sqrt{3}(r_0 \Sigma i_{am} L_m + x_0 \Sigma i_{pm} L_m), \end{aligned}\right\} \quad (8\text{-}5)$$

где l_m — длина соответствующего участка линии;

L_m — расстояние от питательного пункта до точки приложения нагрузки i_m.

Подобным же образом (8-1) и (8-2) могут быть приведены к виду:

$$\left.\begin{aligned} \Delta U &= \frac{r_0 \Sigma P_m l_m + x_0 \Sigma Q_m l_m}{U_н}; \\ \Delta U &= \frac{r_0 \Sigma p_m L_m + x_0 \Sigma q_m L_m}{U_н}. \end{aligned}\right\} \quad (8\text{-}6)$$

Произведения iL по аналогии с терминологией сопротивления материалов называются моментами токов, а произведения pL и qL моментами нагрузок.

При расчетах местных сетей в ряде случаев принимается, что все нагрузки имеют один и тот же коэффициент мощности $\cos\varphi$. Если эти сети, кроме того, выполнены вдоль всей линии проводами постоянного сечения и с одинаковым их расположением, полученные формулы можно еще более упростить:

$$\Delta U = \sqrt{3}(r_0 \Sigma I_m \cos\varphi \cdot l_m + + x_0 \Sigma I_m \cdot \sin\varphi \cdot l_m) = = \sqrt{3}(r_0 \cos\varphi + x_0 \sin\varphi) \Sigma I_m l_m; \quad (8\text{-}7)$$

$$\Delta U = \sqrt{3}(r_0 \Sigma i_m \cos\varphi \cdot L_m + + x_0 \Sigma i_m \sin\varphi \cdot L_m) = = \sqrt{3}(r_0 \cos\varphi + x_0 \sin\varphi) \Sigma i_m L_m. \quad (8\text{-}8)$$

Формулы (8-6), зная, что

$$\frac{Q_m}{P_m} = \frac{q_m}{p_m} = \operatorname{tg}\varphi,$$

получают при этих условиях вид:

$$\Delta U = (r_0 + x_0 \operatorname{tg}\varphi) \frac{\Sigma P_m l_m}{U_н}; \quad (8\text{-}9)$$

$$\Delta U = (r_0 + x_0 \operatorname{tg}\varphi) \frac{\Sigma p_m L_m}{U_н}. \quad (8\text{-}10)$$

2. Линии, питающие чисто активные нагрузки.

В этом случае реактивные токи и мощности равны нулю. Продольная составляющая падения напряжения будет равна сумме активных составляющих падений напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{3} \Sigma I_{am} r_m = \sqrt{3} \Sigma i_{am} R_m; \quad (8\text{-}11)$$

$$\Delta U = \frac{\Sigma P_m r_m}{U_н} = \frac{\Sigma p_m R_m}{U_н}. \quad (8\text{-}12)$$

При одинаковом сечении F проводов вдоль всей длины линии потеря

Таблица 8-2

Погрешности от неучета реактивного сопротивления линий

Конструкция сетей	Сечения проводов или кабелей, *мм*²	Погрешности в определении потери напряжения, %		
		cos φ=0,7	cos φ=0,8	cos φ=0,9
Воздушные линии низкого напряжения с медными проводами	6	—10,9	—8,4	—5,9
	10	—16,2	—12,6	—8,6
	16	—20,7	—18,0	—12,2
Воздушные линии низкого напряжения с алюминиевыми проводами	10	—10,6	—8,2	—5,4
	16	—14,5	—11,4	—7,5
	25	—19,7	—15,6	—10,7
Линии с изолированными медными проводами на роликах	6	—7,3	—5,8	—3,8
	10	—11,3	—8,8	—5,9
	16	—15,0	—11,9	—8,0
	25	—20,3	—16,0	—10,9
Линии с изолированными алюминиевыми проводами на роликах	*10*	—7,3	—5,6	—3,6
	16	—10,0	—7,5	—5,0
	25	—13,6	—10,7	—7,0
	35	—17,0	—13,5	—9,1
Линии низкого напряжения, кабели с медными жилами	16	—6,2	—	—
	25	—9,6	—7,2	—4,3
	35	—11,4	—9,2	—6,0
	50	—15,5	—12,3	—8,1
Линии низкого напряжения, кабели с алюминиевыми жилами	35	—7,2	—	—
	50	—10,0	—7,6	—5,0
	70	—13,0	—10,0	—6,8

напряжения определяется формулами:

$$\left.\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3}\Sigma I_{am} r_m = \\ &= \sqrt{3}\Sigma I_{am} \frac{l_m}{\gamma F} = \frac{\sqrt{3}}{\gamma F}\Sigma I_{am} l_m; \\ \Delta U &= \sqrt{3}\Sigma i_{am} R_m = \\ &\sqrt{3}\Sigma i_{am} \frac{L_m}{\gamma F} = \frac{\sqrt{3}}{\gamma F}\Sigma i_{am} L_m, \end{aligned}\right\} \quad (8\text{-}13)$$

где γ — удельная проводимость материала провода.

При нагрузках, заданных мощностями, имеем:

$$\left.\begin{aligned} \Delta U &= \frac{\Sigma P_m l_m}{\gamma F U_н}; \\ \Delta U &= \frac{\Sigma p_m L_m}{\gamma F U_н}. \end{aligned}\right\} \quad (8\text{-}14)$$

3. Линии с учетом только активного сопротивления.

Любая сеть переменного тока обладает реактивным сопротивлением, и потому при расчетах линий с учетом только активных сопротивлений будут вноситься погрешности. Рассмотрим, при каких типах сетей и при каких условиях эти погрешности будут лежать в допускаемых пределах, для чего найдем ошибки, получаемые от неучета реактивных сопротивлений линии.

Результаты этих расчетов сведены в табл. 8-2.

Анализируя полученные результаты, допуская погрешность в определении потерь напряжения менее 10% и учитывая, что нагрузки отдельных линий местных сетей, за исключением бытовых нагрузок городов, имеют коэффициент мощности около 0,7—0,8, придем к следующим выводам:

а) Все воздушные линии следует рассчитывать с учетом реактивных сопротивлений (наименьшее допускаемое сечение медных проводов на линиях высокого напряжения — 10 *мм*², а на линиях низкого напряжения — 6 *мм*², на линиях с алюминиевыми проводами — соответственно 16 и 10 *мм*²).

б) Реактивное сопротивление линий с изолированными медными проводами, проложенными на роликах, в зависимости от коэффициента мощности нагрузки должно учитываться при сечениях проводов 10—25 *мм*²; для таких же линий с алюминиевыми проводами — при сечениях 16—35 *мм*². Увеличение коэффициента мощности нагрузки снижает погрешность расчета без учета индуктивности линии.

в) Кабельные линии вследствие малой их индуктивности дают наименьшие ошибки при неучете реактивного сопротивления. При коэффициенте мощности нагрузки 0,8 реактивное сопротивление линии следует учитывать для кабелей с медными жилами сечением 50 *мм*² и более, а для кабелей с алюминиевыми жилами—70 *мм*² и выше.

Кроме рассмотренных в табл. 8-2 конструкций сетей, сети переменного тока выполняются шнуровой проводкой и прокладкой проводов в трубах. Поскольку в этих случаях провода вдоль всей длины расположены на близком расстоянии друг от друга, реактивные сопротивления таких линий малы и приближаются к реактивным сопротивлениям кабельных линий; к ним применимы рекомендации, данные для последних.

Цифры в табл. 8-2 показывают, что при проводах и кабелях крупных сечений ошибки, получающиеся от неучета реактивного сопротивления, больше, чем при проводах и кабелях мелких сечений. Объясняется это следующим:

Потеря напряжения в линии трехфазного тока равна:

$$\Delta U = \sqrt{3}(Ir\cos\varphi + Ix\sin\varphi) =$$

$$= \sqrt{3}I(r\cos\varphi + x\sin\varphi),$$

т. е. зависит от величины $(r\cos\varphi + x\sin\varphi)$.

При неизменном угле φ первый член $(r\cos\varphi)$ изменяется обратно пропорционально сечению провода. Например, провод 120 *мм*² имеет активное сопротивление, в 12 раз меньшее, чем провод с сечением 10 *мм*². Второй член мало зависит от сечения провода, что следует из (14-1), в который радиус провода входит под знак логарифма. Иллюстрацией к сказанному служит кривая на рис. 4-2, представляющая собой зависимость реактивного сопротивления линии от отношения $\frac{D_{ср}}{d}$. Например, для воздушных линий с отношениями $\frac{D_{ср}}{d}$, встречающимися на практике, реактивные сопротивления колеблются в пределах 0,30—0,45 *ом/км*. Следовательно, при увеличении сечения проводов член $x\sin\varphi$ изменяется очень мало.

При мелких сечениях проводов и кабелей член $r\cos\varphi$ значительно больше, чем $x\sin\varphi$, и поэтому неучет реактивного сопротивления линии при определении потери напряжения дает сравнительно малую ошибку. При крупных сечениях проводов член $r\cos\varphi$ может быть равен или даже меньше $x\sin\varphi$, следствием чего и являются бóльшие ошибки.

При высоких значениях коэффициента мощности нагрузки влияние члена $x\sin\varphi$ снижается и ошибки от неучета реактивного сопротивления линии уменьшаются.

Наибольшие ошибки от неучета реактивного сопротивления линии получаются для воздушных линий и наименьшие — для кабельных линий (см. табл. 8-2). Для воздушных линий из-за бóльших расстояний между проводами, чем между жилами кабелей, реактивные сопротивления больше в 4—5 раз, чем кабельных.

Расчетные формулы для определения потери напряжения при неучете реактивного сопротивления линии, как следует из (8-1)—(8-4), если положить $x=0$, получат тот же вид, что и для линий с чисто активными нагрузками [см. (8-13) и (8-14)].

В заключение укажем, что при пользовании (8-13) и (8-14) необходимо следить за соблюдением правильной размерности величин. Если дли-

ны участков взяты в метрах, то удельная проводимость металла должна быть взята в $м/ом \cdot мм^2$.

8-4. ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ В ЛИНИИ С РАВНОМЕРНО РАСПРЕДЕЛЕННОЙ НАГРУЗКОЙ

При расчетах местных сетей, как уже указывалось, действительные сосредоточенные нагрузки линии иногда заменяются эквивалентной равномерно распределенной нагрузкой. Суммарная равномерно распределенная нагрузка линии должна быть равна сумме сосредоточенных нагрузок линии.

Дальнейшее рассмотрение вопроса проведем в предположении, что коэффициент мощности нагрузок равен 1. Это предположение близко к действительности, если линия питает бытовые нагрузки.

Предположим, что равномерно распределенная нагрузка находится только на части длины линии (рис. 8-4,*а*). Обозначим p — мощность, отбираемую на единице длины линии. Мощность на элементе длины dL будет pdL. Эта мощность, приложенная на расстоянии L от питательного пункта A при сечении F провода, вызовет потерю напряжения, равную:

$$\Delta U = \frac{(pdL)\,L}{\gamma F U_н},$$

Потеря напряжения до точки c сети составит:

$$\Delta U_c = \int_{L_b}^{L_c} \frac{(pdL)\,L}{\gamma \cdot F U_н} = \frac{p}{\gamma F U_н} \cdot \frac{(L_c^2 - L_b^2)}{2}.$$

Выражая нагрузку P всей линии через p, L_c и L_b:

$$P = p\,(L_c - L_b)$$

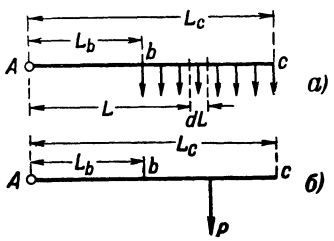


Рис. 8-4. Сеть с равномерно распределенной нагрузкой.

и подставляя значение P в предыдущую формулу, получаем

$$\Delta U_c = \frac{P}{\gamma F U_н} \cdot \frac{L_b + L_c}{2} =$$

$$= \frac{P}{\gamma F U_н}\left(L_b + \frac{L_c - L_b}{2}\right). \quad (8\text{-}15)$$

Выведенное уравнение показывает, что для определения потери напряжения в линии с равномерно распределенной нагрузкой последнюю можно заменить одной сосредоточенной, приложенной в середине загруженного участка (рис. 8-4,*б*). Сосредоточенная нагрузка равна суммарной нагрузке линии.

Наиболее часто встречающимся случаем является равномерно распределенная нагрузка вдоль всей линии, т. е. от питательного пункта A до точки c. В этом случае потеря напряжения найдется по (8-15), при $L_b = 0$

$$\Delta U_c = \frac{P}{\gamma F U_н} \cdot \frac{L_c}{2}, \quad (8\text{-}16)$$

что соответствует приложению сосредоточенной нагрузки в середине линии.

Потеря напряжения в линии с равномерно распределенной нагрузкой вдвое меньше, чем потеря напряжения в такой же линии, но с нагрузкой, приложенной в конце ее; нагрузка на конце линии равна суммарной равномерно распределенной нагрузке.

8-5. РАЗВЕТВЛЕННЫЕ МАГИСТРАЛЬНЫЕ СЕТИ

Выведенные в этой главе формулы для определения потери напряжения можно применить и для расчета разветвленных магистральных сетей.

Потери напряжения в разветвленных сетях находятся суммированием потерь напряжения на отдельных участках сети. Покажем, как находятся потери напряжения до точек c и d сети на рис. 8-5.

Потеря напряжения до точки b определяется мощностью, проходящей на участке *1* сети:

$$P_1 - jQ_1 = (p_b - jq_b) + (p_d - jq_d) +$$

$$+ (p_c - jq_c) = (p_b + p_d + p_c) -$$

$$- j\,(q_b + q_d + q_c)$$

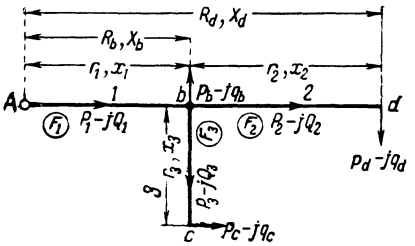


Рис. 8-5. Магистральная разветвленная сеть.

и равна:

$$\Delta U_b = \frac{P_1 r_1 + Q_1 x_1}{U_н} = \frac{(p_b + p_d + p_c) r_1 + (q_b + q_d + q_c) x_1}{U_н}.$$

Потеря напряжения до точки d равна сумме потерь напряжения на участках *1* и *2*:

$$\Delta U_d = \frac{P_1 r_1 + Q_1 x_1}{U_н} + \frac{P_2 r_2 + Q_2 x_2}{U_н} = \frac{(p_b + p_d + p_c) r_1 + p_d r_2 + (q_b + q_d + q_c) x_1 + q_d x_2}{U_н}.$$

Произведя простые преобразования, получим:

$$\Delta U_d = \frac{(p_b + p_c) R_b + p_d R_d + (q_b + q_c) X_b + q_d X_d}{U_н}.$$

В первой из полученных формул потеря напряжения определяется по линейным мощностям, а во второй — по мощностям нагрузок. Необходимо обратить внимание, что в последней формуле нагрузка $(p_c - jq_c)$, находящаяся на ответвлении bc, при определении момента умножается только на сопротивление участка *1* сети; потеря напряжения до точки d определяется действием этой нагрузки только на участке *1*.

Для определения потерь напряжения в разветвленных сетях можно получить аналогичные формулы для нагрузок, заданных токами.

Пример 8-3. Определить наибольшую потерю напряжения в сети 220 *в*, выполненной кабелями с медными жилами. Нагрузки в амперах, длины участков сети в метрах, сечения жил кабелей и коэффициенты мощности нагрузок даны на схеме сети (рис. 8-6).

Поскольку кабели имеют небольшие сечения жил, определение потери напряжения произведем без учета реактивного сопротивления кабелей.

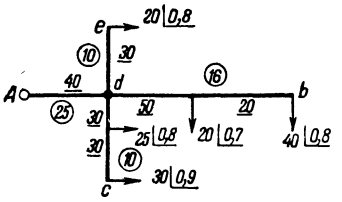


Рис. 8-6. Схема сети местного значения.

Потеря напряжения до точки b

$$\Delta U_b = \Delta U_{Ad} + \Delta U_{db} = \sqrt{3} \Sigma \frac{I_{am} l_m}{\gamma F} = \sqrt{3} \left[\frac{(40 \cdot 0{,}8 + 20 \cdot 0{,}7 + 20 \cdot 0{,}8 + 25 \cdot 0{,}8 + 30 \cdot 0{,}9) \cdot 40}{53 \times 25} + \frac{40 \cdot 0{,}8 \cdot 20 + (40 \cdot 0{,}8 + 20 \cdot 0{,}7) \cdot 50}{53 \cdot 16} \right] = 5{,}7 + 6 = 11{,}7 \text{ в}.$$

Потеря напряжения до точки c

$$\Delta U_c = \Delta U_{Ad} + \Delta U_{dc} = 5{,}7 + \sqrt{3} \frac{30 \cdot 0{,}9 \cdot 30 + (30 \cdot 0{,}9 + 25 \cdot 0{,}8) \cdot 30}{53 \cdot 10} = 12{,}9 \text{ в}.$$

Анализируя схему сети на рис. 8-6, замечаем, что определять потери напряжения до точки e не следует. Ответвление de, выполненное кабелем того же сечения, что и ответвление dc, имеет меньший момент активных токов относительно точки d; следовательно, потеря напряжения на участке de должна быть меньшей, чем на участке dc, и потому суммарная потеря напряжения до точки e также будет меньшей.

Низшее напряжение сети в точке c. Потеря напряжения до этой точки

$$\Delta U_c = 12{,}9 \text{ в},$$

или

$$\Delta U_c\% = \frac{12{,}9}{220} \cdot 100 = 5{,}85\%.$$

8-6. ЛИНИИ С НЕСИММЕТРИЧНОЙ НАГРУЗКОЙ ФАЗ

При рассмотрении изложенных выше методов расчета сетей принималось, что нагрузки всех фаз сети одинаковы. В некоторых случаях расчет сетей необходимо вести с учетом несимметрии нагрузки фаз. Примером сети с неравномерной нагрузкой фаз является четырехпроводная сеть трехфазного переменного тока, в которой лампы накаливания и бытовые электроприборы включаются между фазными и нулевым проводами. Одина-

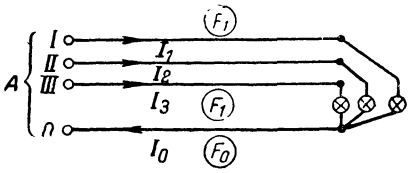


Рис. 8-7. Четырехпроводная сеть с неравномерной нагрузкой фаз.

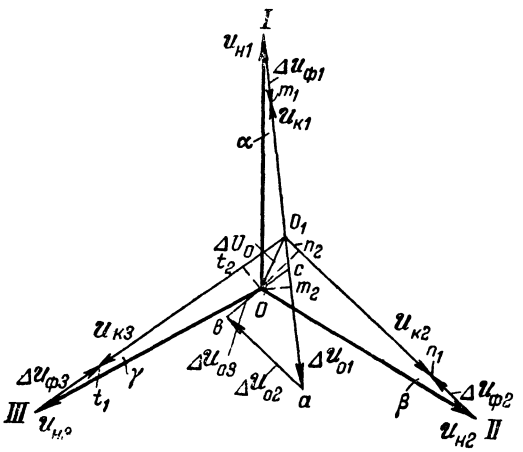


Рис. 8-8. Векторная диаграмма напряжений линии с неравномерной нагрузкой фаз.

кового распределения нагрузок между отдельными фазами в таких сетях быть не может, что и приводит к несимметрии нагрузок.

Изучение расчета сетей с несимметричными нагрузками ограничим случаем чисто активных нагрузок. Основанием для такого ограничения служит то, что несимметрия нагрузок создается лампами накаливания и бытовыми электроприборами, представляющими собой активные нагрузки.

Представим себе четырехпроводную сеть трехфазного переменного тока (рис. 8-7), имеющую разные нагрузки фаз [Л. 27]. Обозначим сечения фазных проводов F, а нулевого — F_0.

При линейных токах $\dot{I}_1$—$\dot{I}_3$ по нулевому проводу пройдет ток

$$\dot{I}_0 = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3,$$

который дает в нулевом проводе с активным сопротивлением r_0 потерю напряжения

$$\Delta\dot{U}_0 = \dot{I}_0 r_0 = \dot{I}_1 r_0 + \dot{I}_2 r_0 + \dot{I}_3 r_0. \quad (8\text{-}17)$$

Обозначая значения частичных потерь напряжения в нулевом проводе от нагрузок разных фаз через

$$\Delta\dot{U}_{01} = \dot{I}_1 r_0; \quad \Delta\dot{U}_{02} = \dot{I}_2 r_0; \quad \Delta\dot{U}_{03} = \dot{I}_3 r_0, \quad (8\text{-}18)$$

получаем

$$\Delta\dot{U}_0 = \Delta\dot{U}_{01} + \Delta\dot{U}_{02} + \Delta\dot{U}_{03}. \quad (8\text{-}19)$$

Потери напряжения в фазных проводах составят:

$$\Delta\dot{U}_{ф1} = \dot{I}_1 r; \quad \Delta\dot{U}_{ф2} = \dot{I}_2 r; \quad \Delta\dot{U}_{ф3} = \dot{I}_3 r,$$

где r — активное сопротивление фазного провода.

Векторная диаграмма на рис. 8-8 изображает приведенные соотношения. Она построена в предположении, что фазные напряжения источника питания (начала линии) не зависят от мощности включенных электроприемников, т. е. что фазные напряжения в начале линии сдвинуты по фазе на 120° и равны по величине.

На этой диаграмме

$\dot{U}_{н1} = 0I$; $\dot{U}_{н2} = 0II$ и $\dot{U}_{н3} = 0III$ — фазные напряжения источника питания;

$\Delta\dot{U}_{ф1} = Im_1$; $\Delta\dot{U}_{ф2} = IIn_1$ и $\Delta\dot{U}_{ф3} = IIIt_1$ — потери напряжения в фазных проводах; по направлению они совпадают с векторами $\dot{U}_{к1} = O_1m_1$; $\dot{U}_{к2} = O_1n_1$ и $\dot{U}_{к3} = O_1t_1$, представляющими фазные напряжения у электроприемников (в конце линии);

$\Delta\dot{U}_0 = OO_1$ — потеря напряжения в нулевом проводе.

Опустив перпендикуляры Om_2, On_2 и Ot_2 на направления фазных напряжений в конце линии, получим:

$$m_2I = 0I\cos\alpha; \quad n_2II = 0II\cos\beta;$$
$$t_2III = 0III\cos\gamma.$$

Но так как углы α, β и γ малы, можно принять, что

$$m_2I = 0I = \dot{U}_{н1}; \quad n_2II = 0II = \dot{U}_{н2} \text{ и}$$
$$t_2III = 0III = \dot{U}_{н3}.$$

Полная потеря напряжения (в фазном и нулевом проводах) в первой фазе составит:

$$\Delta\dot{U}_1 = \dot{U}_{н1} - \dot{U}_{к1} = m_2I - O_1m =$$
$$= Im_1 + O_1m_2. \quad (8\text{-}20)$$

Выразим отрезок O_1m_2 через частные потери напряжения в нулевом проводе (рис. 8-8):

$$O_1m_2 = O_1a - ab\cos\angle O_1ab -$$
$$- bO\cos\angle bca = \Delta\dot{U}_{01} - \Delta\dot{U}_{02}\cos\angle O_1ab -$$
$$- \Delta U_{03}\cos\angle bca.$$

Поскольку $\angle O_1ab$ и $\angle bca$ близки к 60°, можно предыдущее уравнение написать в виде:

$$O_1m_2 = \Delta\dot{U}_{01} - \frac{1}{2}\Delta\dot{U}_{02} - \frac{1}{2}\Delta\dot{U}_{03}.$$

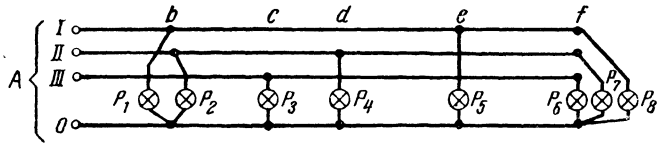


Рис. 8-9. Схема сети с несимметричной нагрузкой фаз.

Внося это значение O_1m_2 в (8-20) и помня, что $Im_1 = \Delta\mathscr{U}_1$, получаем

$$\Delta\mathscr{U}_1 = \Delta\mathscr{U}_{ф1} + \Delta\mathscr{U}_{01} - \frac{1}{2}\Delta\mathscr{U}_{02} - \frac{1}{2}\Delta\mathscr{U}_{03}. \tag{8-21}$$

Для двух других фаз аналогично будем иметь:

$$\left.\begin{aligned} \Delta\mathscr{U}_2 &= \Delta\mathscr{U}_{ф2} + \Delta\mathscr{U}_{02} - \frac{1}{2}\Delta\mathscr{U}_{01} - \\ &\quad - \frac{1}{2}\Delta\mathscr{U}_{03}; \\ \Delta\mathscr{U}_{03} &= \Delta\mathscr{U}_{ф3} + \Delta\mathscr{U}_{03} - \frac{1}{2}\Delta\mathscr{U}_{01} - \\ &\quad - \frac{1}{2}\Delta\mathscr{U}_{02}. \end{aligned}\right\} \tag{8-22}$$

Раскрывая члены правых частей уравнений (8-21) и (8-22), можно написать:

$$\Delta\mathscr{U}_1 = I_1 r + I_1 r_0 - \frac{1}{2}(I_2 r_0 + I_3 r_0) =$$
$$= I_1 (r + r_0) - \frac{r_0}{2}(I_2 + I_3);$$
$$\Delta\mathscr{U}_2 = I_2 r + I_2 r_0 - \frac{1}{2}(I_1 r_0 + I_3 r_0) =$$
$$= I_2 (r + r_0) - \frac{r_0}{2}(I_1 + I_3);$$
$$\Delta\mathscr{U}_3 = I_3 r + I_3 r_0 - \frac{1}{2}(I_1 r_0 + I_2 r_0) =$$
$$= I_3 (r + r_0) - \frac{r_0}{2}(I_1 + I_2).$$

Подставляя значения $I_1 - I_3$, выраженные через мощности нагрузок $p_1 - p_3$ каждой фазы, а сопротивления r и r_0 — через сечения и длины, получаем:

$$\left.\begin{aligned} \Delta\mathscr{U}_1 &= \frac{p_1 L}{\gamma\mathscr{U}_н}\left(\frac{1}{F} + \frac{1}{F_0}\right) - \\ &\quad - \frac{L}{2\gamma F_0 \mathscr{U}_н}(p_2 + p_3); \\ \Delta\mathscr{U}_2 &= \frac{p_2 L}{\gamma\mathscr{U}_н}\left(\frac{1}{F} + \frac{1}{F_0}\right) - \\ &\quad - \frac{L}{2\gamma F_0 \mathscr{U}_н}(p_1 + p_3); \\ \Delta\mathscr{U}_3 &= \frac{p_3 L}{\gamma\mathscr{U}_н}\left(\frac{1}{F} + \frac{1}{F_0}\right) - \\ &\quad - \frac{L}{2\gamma F_0 \mathscr{U}_н}(p_1 + p_2). \end{aligned}\right\} \tag{8-23}$$

Формулы (8-23) могут быть распространены при некоторых допущениях, приводящих к небольшим погрешностям, на линии с любым числом нагрузок и любым их включением, например по схеме на рис. 8-9.

Потерю напряжения в фазе I можно определить как сумму частных потерь напряжения на отдельных участках сети:

$$\Delta\mathscr{U}_{1\,(Af)} = \Delta\mathscr{U}_{1\,(Ab)} + \Delta\mathscr{U}_{1\,(bc)} + \\ + \Delta\mathscr{U}_{1\,(cd)} + \Delta\mathscr{U}_{1\,(de)} + \Delta\mathscr{U}_{1\,(ef)}.$$

По отношению к каждому из участков Ab, bc, cd, de и ef применимы уравнения (8-21), т. е.

$$\Delta\mathscr{U}_{1\,(Af)} = \Delta\mathscr{U}_{ф1\,(Ab)} + \Delta\mathscr{U}_{01\,(Ab)} - \\ - \frac{1}{2}[\Delta\mathscr{U}_{02\,(Ab)} + \Delta\mathscr{U}_{03\,(Ab)}] + \Delta\mathscr{U}_{ф1\,(bc)} + \\ + \Delta\mathscr{U}_{01\,(bc)} - \frac{1}{2}[\Delta\mathscr{U}_{02\,(bc)} + \Delta\mathscr{U}_{03\,(bc)}] + \\ + \ldots + \Delta\mathscr{U}_{ф1\,(ef)} + \Delta\mathscr{U}_{01\,(ef)} - \\ - \frac{1}{2}[\Delta\mathscr{U}_{02\,(ef)} + \Delta\mathscr{U}_{03\,(ef)}]. \tag{8-24}$$

Пренебрегая искажением звезды напряжений в начале каждого из участков сети, вызванным токами в нулевом проводе, можно принять, что суммы, входящие в (8-24), являются алгебраическими суммами.

Это предположение позволяет выразить полные потери напряжения формулами, подобными (8-23).

$$\left.\begin{aligned} \Delta\mathscr{U}_1 &= \frac{\Sigma p_{1m} L_m}{\gamma\mathscr{U}_н}\left(\frac{1}{F} + \frac{1}{F_0}\right) - \\ &\quad - \frac{1}{2\gamma F_0 \mathscr{U}_н}(\Sigma p_{2m} L_m + \Sigma p_{3m} L_m); \\ \Delta\mathscr{U}_2 &= \frac{\Sigma p_{2m} L_m}{\gamma\mathscr{U}_н}\left(\frac{1}{F} + \frac{1}{F_0}\right) - \\ &\quad - \frac{1}{2\gamma F_0 \mathscr{U}_н}(\Sigma p_{1m} L_m + \Sigma p_{3m} L_m); \\ \Delta\mathscr{U}_3 &= \frac{\Sigma p_{3m} L_m}{\gamma\mathscr{U}_н}\left(\frac{1}{F} + \frac{1}{F_0}\right) - \\ &\quad - \frac{1}{2\gamma F_0 \mathscr{U}_н}(\Sigma p_{1m} L_m + \Sigma p_{2m} L_m), \end{aligned}\right\} \tag{8-25}$$

где $\Sigma p_{1m} L_m$, $\Sigma p_{2m} L_m$ и $\Sigma p_{3m} L_m$ — моменты всех нагрузок, присоединенных к фазам I, II и III.

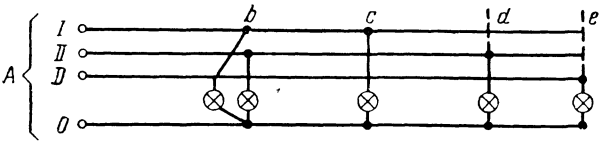


Рис. 8-10. Четырехпроводная сеть с несимметричной нагрузкой фаз.

В случаях выполнения участков сети проводами разных сечений или стальными проводами подсчет потерь напряжения производится по (8-23), для каждого участка отдельно. Общая потеря напряжения найдется как сумма потерь напряжения на отдельных участках в фазных и нулевом проводах.

Полученные формулы (8-25) пригодны для любой сети с несимметричной нагрузкой, например для сети на рис. 8-10. В этом случае под моментами нагрузок следует понимать:

1. Фаза *I*. Момент нагрузок фазы *I* и момент нагрузок нулевого провода на длине *Ac*. Все нагрузки, лежащие далее точки *c*, при вычислении момента нагрузок нулевого провода умножаются на длину *Ac*, а не на фактические расстояния до них от источника питания *A*.

2. Фаза *II*. Момент нагрузок фазы *II*; для нулевого провода момент нагрузок на длине *Ad*.

3. Фаза *III*. Момент нагрузок фазы *III*; для нулевого провода момент нагрузок на длине *Ae*.

Приведенные соображения основаны на том, что полная потеря напряжения, например в фазе *I* (до точки *c*), определяется потерей напряжения в фазном и нулевом проводах только на длине *Ac*.

Формулы (8-25) можно использовать и для расчета сетей, схемы которых представлены на рис. 8-11,*а* и *б*.

В небольших городах и поселках для экономии проводниковых материалов лампы наружного освещения присоединяются к общему нулевому проводу. Фазные провода уличного освещения прокладываются отдельно, что позволяет отключать рубильниками *P* (контакторами) наружное освещение не нарушая питание остальных потребителей.

Схема на рис. 8-11,*б* позволяет отключить половину наружного освещения. В вечернее время включены все лампы; в ночное время освещенность улиц уменьшается вдвое.

При определении потерь напряжения в сетях на рис. 8-11 расчеты для сетей наружного и внутреннего освещения нужно вести раздельно. При вычислении моментов нагрузок для нулевого провода следует учитывать нагрузки внутреннего и наружного освещения.

Анализируя (8-25), замечаем, что для равенства потерь напряжения в отдельных фазах сети нужно иметь для них равные моменты нагрузок. Этот

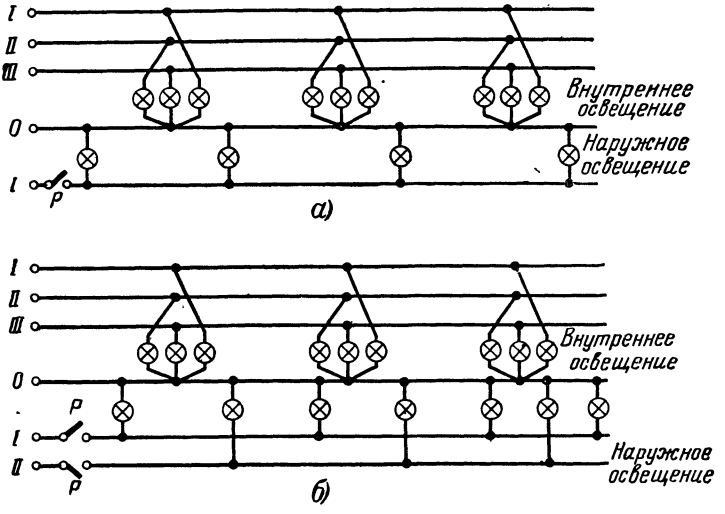


Рис. 8-11. Схема сети для питания бытовых нагрузок и уличного освещения.

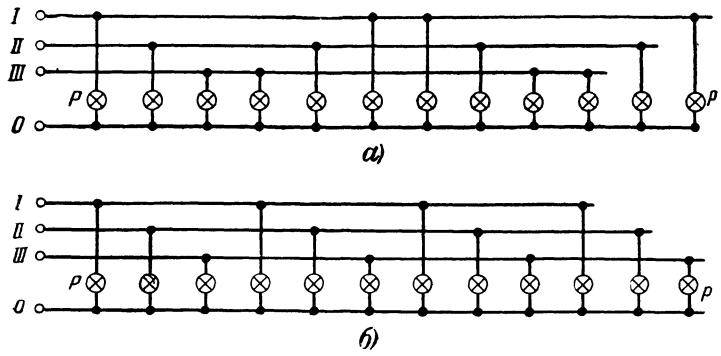


Рис. 8-12. Схема сети уличного освещения.

вывод крайне важен для решения вопроса о порядке присоединения нагрузок сети. При неправильном порядке присоединения нагрузок получится, что в одной из фаз будет большая потеря напряжения, а в других — относительно небольшие. Иллюстрацией влияния последовательности включения электроприемников на работу сети могут служить сети рис. 8-12.

В сети на рис. 8-12,*а* (U-образное включение электроприемников) потери напряжения во всех трех фазах будут примерно одинаковыми. В сети на рис. 8-12,*б* потеря напряжения в фазе *III* будет значительно большей, чем в фазе *I*. Условия работы электроприемников в этой сети хуже, чем в сети на рис. 8-12,*а*.

Использование формул (8-25) возможно при ограниченном числе нагрузок и известной последовательности их включения. Такие условия бывают при проектировании уличного освещения.

Для наружных четырехпроводных сетей, питающих коммунальные бытовые нагрузки (квартиры, магазины, учреждения и т. д.), учесть неравномерность нагрузки фаз и последовательность включения электроприемников не представляется возможным. Для таких линий с большим числом потребителей принимается, что нагрузка фаз симметрична. Эти сети можно рассчитывать как трехфазные без нулевого провода, используя для этого выведенные ранее формулы

Потеря напряжения в фазе *I* по (8-25)

$$\Delta\mathscr{U}_1=\frac{\Sigma p_{1m}L_m}{\gamma\mathscr{U}_н}\left(\frac{1}{F}+\frac{1}{F_0}\right)-$$

$$-\frac{1}{2\gamma F_0\mathscr{U}_н}(\Sigma p_{2m}L_m+\Sigma p_{3m}L_m);$$

$$\Delta U_1=\frac{(240\cdot100+240\cdot400)}{53\cdot127}\left(\frac{1}{10}+\frac{1}{6}\right)-$$

$$-\frac{1}{2\cdot53\cdot6\cdot127}(240\cdot200+240\cdot400+$$

$$+240\cdot300+240\cdot400)=0{,}89\ в;$$

$$\Delta\mathscr{U}_1\%=\frac{0{,}89}{127}100=0{,}7\%.$$

Потеря напряжения в фазе *II*

$$\Delta\mathscr{U}_2=\frac{\Sigma p_{2m}L_m}{\gamma\mathscr{U}_н}\left(\frac{1}{F}+\frac{1}{F_0}\right)-$$

$$-\frac{1}{2\gamma F_0\mathscr{U}_н}(\Sigma p_{1m}L_m+\Sigma p_{3m}L_m);$$

$$\Delta\mathscr{U}_2=\frac{(240\cdot200+240\cdot500)}{53\cdot127}\left(\frac{1}{10}+\frac{1}{6}\right)-$$

$$-\frac{1}{2\cdot53\cdot6\cdot127}(240\cdot100+240\cdot400+$$

$$+240\cdot300+240\cdot500)=2{,}8\ в;$$

$$\Delta\mathscr{U}_2\%=2{,}2\%.$$

Подсчитанная аналогично потеря напряжения в фазе *III* составляет:

$$\Delta\mathscr{U}_3=5\ в,\ \text{или}\ \Delta\mathscr{U}_3\%=3{,}94\%.$$

Полученные результаты показывают, что в фазе *III* потеря напряжения в 5,62 раза больше, чем в фазе *I*. Следовало бы применить У-образное включение электроприемников по схеме на рис. 8-12,*а*.

Пример 8-4. Определить потери напряжения во всех трех фазах сети наружного освещения (рис. 8-13). Светильники мощностью по 240 *вт* присоединены через каждые 100 *м*. Провода медные: фазные с сечением 10 *мм*^{2}, а нулевой — 6 *мм*^{2}. Номинальное напряжение установки 220/127 *в*.

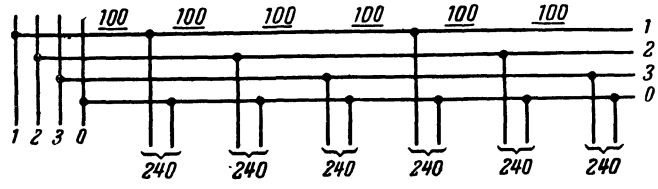


Рис. 8-13. Сеть с несимметричной нагрузкой фаз.

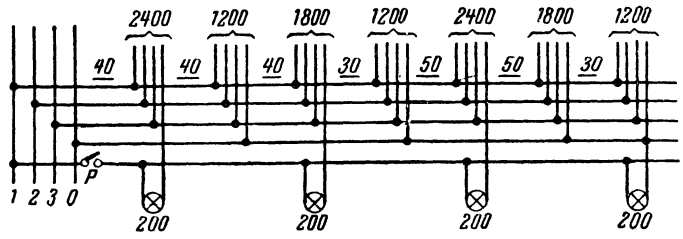


Рис. 8-14. Пятипроводная сеть трехфазного переменного тока.

Пример 8-5. Линия трехфазного переменного тока 380/220 *в*, проходящая по улице, питает наружное и внутреннее освещение (рис. 8-14). Наружное освещение включено между нулевым и специальным проводом, взятым от фазы *I*. Внутреннее освещение включено на все три фазы, создавая равномерную нагрузку фаз. Фазные провода сети для внутреннего освещения А-16, а нулевой — А-10. Фазный провод наружного освещения А-10.

Нагрузки сети в ваттах и длины участков в метрах даны на схеме сети.

Определить потери напряжения:

1) до последнего ввода внутреннего освещения при отключенном наружном освещении;

2) то же, но при включенном наружном освещении;

3) до последней лампы наружного освещения.

В первом случае сеть нагружена симметрично, и потому потеря напряжения в линии найдется по формуле

$$\Delta U = \frac{\Sigma p_m l_m}{\gamma F U_н};$$

$$\Delta U = \frac{1}{31{,}7 \cdot 16 \cdot 380}(2\,400 \cdot 40 + 1\,200 \cdot 80 +$$

$$+ 1\,800 \cdot 120 + 1\,200 \cdot 150 + 2\,400 \cdot 200 +$$

$$+ 1\,800 \cdot 250 + 1\,200 \cdot 280) = 9{,}62 \text{ в};$$

$$\Delta U\% = 2{,}53\%.$$

При включенном наружном освещении по нулевому проводу проходит ток ламп наружного освещения. Анализируя формулу (8-25) и векторную диаграмму на рис. 8-8, замечаем, что потеря напряжения в фазе *I* для внутреннего освещения должна увеличиться на потерю напряжения в нулевом проводе, которая составит:

$$\Delta \mathscr{U}_0 = \frac{1}{31{,}7 \cdot 10 \cdot 220}(200 \cdot 40 + 200 \cdot 120 +$$

$$+ 200 \cdot 200 + 200 \cdot 280) = 1{,}86 \text{ в}.$$

Полная потеря напряжения в фазе *I* внутреннего освещения будет, следовательно:

$$\Delta \mathscr{U}_1 = \frac{\Delta U}{\sqrt{3}} + \Delta \mathscr{U}_0 =$$

$$= \frac{9{,}62}{\sqrt{3}} + 1{,}86 = 7{,}4 \text{ в};$$

$$\Delta U_1\% = 3{,}36\%.$$

Подсчитанная ранее потеря напряжения $\Delta U = 9{,}62$ *в* делится на $\sqrt{3}$ с тем, чтобы получить потерю напряжения в фазе.

Анализ формул (8-25) и векторной диаграммы на рис. 8-8 показывает, что в фазах *2* и *3* потери напряжения должны уменьшиться на половину потери напряжения в нулевом проводе. Потеря напряжения в фазах *2* и *3* составит, следовательно:

$$\Delta \mathscr{U}_2 = \Delta \mathscr{U}_3 = \frac{9{,}62}{3} - 0{,}5 \cdot 1{,}86 \approx 4{,}6 \text{ в},$$

или $\sim 2{,}1\%$.

Потеря напряжения до последней лампы уличного освещения определяется суммой потерь напряжения в фазном и нулевом проводах. Поскольку эти потери напряжения вызываются одним и тем же током, они могут суммироваться алгебраически.

Сечение фазного провода уличного освещения равно сечению нулевого провода, и потому потеря напряжения в фазном проводе уличного освещения будет также равна 1,86 *в*.

Полная потеря напряжения в сети уличного освещения составит:

$$U_{1(осв)} = 2 \cdot 1{,}86 = 3{,}72 \text{ в}, \text{ или } 1{,}7\%.$$

Из результатов расчета видно, что при включенном наружном освещении потеря напряжения в фазе, к которой оно приключено, увеличивается. Условия работы ламп внутреннего освещения, присоединенных к этой фазе, ухудшаются. Для ламп внутреннего освещения, присоединенных к двум другим фазам, включение наружного освещения ведет к улучшению условий их работы.

8-7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ПО ДОПУСКАЕМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Сечения проводов линий районного значения определяются потерями мощности и энергии, что приводит к расчету их экономической плотности тока. Сечения проводов ряда линий сетей местного значения определяются допускаемой потерей напряжения. Сеть без специальных средств регулирования должна обеспечить поддержание напряжения на зажимах электроприем-

ников в определенных заданных границах.

Для линий переменного тока, если исключить некоторые частные случаи ($\cos\varphi=1$; $X=0$), непосредственное определение сечений проводов по допускаемой потере напряжения невозможно. Уравнения (8-1) и (8-4) показывают, что потеря напряжения (продольная составляющая падения напряжения) зависит от активного и реактивного сопротивлений линий. Активное сопротивление связано с сечением провода простым отношением: $r_0=\frac{1}{F}$.

Реактивное сопротивление, равное:

$$x_0=0{,}1441\lg\frac{D_{ср}}{r}+0{,}016\ ом/км,$$

имеет сложную зависимость от сечения провода и не позволяет сразу определить нужное сечение провода. Указанное обстоятельство заставляет вести определение сечений проводов линий переменного тока искусственным методом [Л. 28].

Формулы (8-1)—(8-4) можно написать следующим образом:

$$\Delta U=\frac{\Sigma P_m r_m}{U_н}+\frac{\Sigma Q_m x_m}{U_н}=\frac{\Sigma p_m R_m}{U_н}+\frac{\Sigma q_m X_m}{U_н};\qquad(8\text{-}26)$$

$$\Delta U=\sqrt{3}\Sigma I_{am}r_m+\sqrt{3}\Sigma I_{pm}x_m=$$

$$=\sqrt{3}\Sigma i_{am}R_m+\sqrt{3}\Sigma i_{pm}X_m,\qquad(8\text{-}27)$$

или в общем виде

$$\Delta U=\Delta U'+\Delta U''.$$

Первый член $\Delta U'$ правой части последнего уравнения представляет собой часть продольной составляющей падения напряжения, обусловленную активными мощностями и активными сопротивлениями, а второй $\Delta U''$ — реактивными мощностями и сопротивлениями.

Реактивное сопротивление линии мало изменяется при изменении сечения проводов и расстояний между ними. Поэтому можно задаться им, приняв его равным средней величине из реактивных сопротивлений для данного типа линии (воздушная, кабельная). Для воздушных линий местных сетей реактивное сопротивление 1 *км* линий колеблется в пределах 0,36—0,42 *ом/км*; среднее значение реактивного сопротивления 0,38—0,40 *ом/км*.

Задавшись реактивным сопротивлением линии и зная реактивные мощности нагрузок, определим часть продольной составляющей падения напряжения $\Delta U''$. При допускаемой потере напряжения $\Delta U_д$ часть продольной составляющей падения напряжения от активных нагрузок и сопротивлений будет:

$$\Delta U'=\Delta U_д-\Delta U''.\qquad(8\text{-}28)$$

Для определения сечения провода, предполагая, что вся линия выполняется проводом одного сечения, воспользуемся (8-26) и (8-27). Беря члены, зависящие от активных нагрузок и сопротивлений, и подставляя в них значения

$$r=\frac{l}{\gamma F}\quad\text{и}\quad R=\frac{L}{\gamma F},$$

получаем

$$\Delta U'=\frac{\Sigma P_m l_m}{\gamma F U_н}=\frac{\Sigma p_m L_m}{\gamma F U_н}$$

и

$$\Delta U'=\frac{\sqrt{3}\cdot\Sigma I_{am}\,l_m}{\gamma F}=\frac{\sqrt{3}\cdot\Sigma i_{am}L_m}{\gamma F}.$$

Из последних уравнений имеем:

$$F=\frac{\Sigma P_m l_m}{\gamma\Delta U' U_н}=\frac{\Sigma p_m L_m}{\gamma\Delta U' U_н};\qquad(8\text{-}29)$$

$$F=\frac{\sqrt{3}\Sigma I_{am}l_m}{\gamma\Delta U'}=\frac{\sqrt{3}\Sigma i_{am}L_m}{\gamma\Delta U'}.\qquad(8\text{-}30)$$

После определения сечения провода, которое округляется до ближайшего стандартного, нужно подсчитать потери напряжения при выбранном сечении провода по (8-26) или (8-27). Эта проверка необходима еще и потому, что в ряде случаев округление производится до ближайшего меньшего стандартного сечения проводов. Если проверка даст, что продольная составляющая падения напряжения мало отличается от допускаемой потери напряжения, то пересчетов не требуется. Если же разница окажется значительной, то следует изменить сечение провода и вторично произвести определение продольной составляющей падения напряжения.

При некотором навыке у проектирующего надобность во втором расчете отпадает.

В частных случаях расчета сетей переменного тока, а именно, когда все нагрузки имеют $\cos\varphi = 1$ или сеть рассчитывается без учета реактивного сопротивления, сечение провода можно найти непосредственно из (8-13) и (8-14):

$$F = \frac{\Sigma P_m l_m}{\gamma \Delta U_д U_н} = \frac{\Delta p_m L_m}{\gamma \Delta U_д U_н}; \quad (8\text{-}31)$$

$$F = \frac{\sqrt{3}\cdot\Sigma I_{am} l_m}{\gamma \Delta U_д} = \frac{\sqrt{3}\cdot\Sigma i_{am} L_m}{\gamma \Delta U_д}. \quad (8\text{-}32)$$

Полученные формулы отличаются от формул (8-29) и (8-30) только тем, что в них входит допускаемая потеря напряжения $\Delta U_д$, а не часть продольной составляющей падения напряжения $\Delta U'$, как это имеет место для линии с активными и реактивными нагрузками и активными и реактивными сопротивлениями.

Пример 8-6. Два небольших завода предположено питать воздушной линией трехфазного переменного тока с номинальным напряжением 10 *кв*. На линии будут подвешены алюминиевые провода, расположенные в вершинах равностороннего треугольника со стороной 100 *см*. Допускаемая потеря напряжения 5%. Линию по всей длине предположено выполнить проводом одного сечения. Нагрузки в киловаттах и реактивных киловольтамперах и длины в километрах даны на схеме сети (рис. 8-15). Определить необходимое сечение провода линии.

Задавшись средней величиной реактивного сопротивления линии $x_0 = 0{,}38$ *ом/км*, найдем часть продольной составляющей падения напряжения от реактивных нагрузок:

$$\Delta U'' = \frac{1\,000\cdot 0{,}38\cdot 4 + 300\cdot 0{,}38\cdot 9}{10} = 255 \text{ в}.$$

Следовательно, допускаемая потеря напряжения от активных нагрузок в активном сопротивлении линии составит:

$$\Delta U' = \Delta U_д - \Delta U'' = 500 - 255 = 245 \text{ в}.$$

Необходимое сечение провода линии

$$F = \frac{31{,}7}{10\cdot 245}(1\,000\cdot 4 + 500\cdot 9) = 110 \text{ мм}^2.$$

Учитывая, что полученное сечение является большим, для которого реактивное сопротивление будет меньше среднего (0,38 *ом/км*), округление до стандартного сечения произведем в сторону уменьшения и возьмем сечение 95 *мм*^{2}.

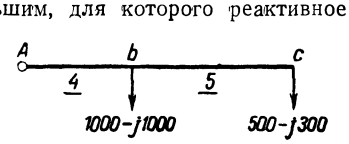


Рис. 8-15. Схема сети 10 *кв*.

Найдем продольную составляющую падения напряжения при выбранном проводе.

Сопротивления линии с проводом А-95

$$r_0 = 0{,}33 \text{ ом/км} \text{ и } x_0 = 0{,}35 \text{ ом/км}.$$

Продольная составляющая падения напряжения

$$\Delta U_c = \frac{r_0\Sigma p_m L_m + x_0\Sigma q_m L_m}{U_н};$$

$$\Delta U_c = \frac{0{,}33(1\,000\cdot 4 + 500\cdot 9) + 0{,}35(1\,000\cdot 4 + 300\cdot 9)}{10} =$$

$$= 515 \text{ в}.$$

Продольная составляющая падения напряжения, равная 5,15%, превышает допускаемую потерю напряжения. Ввиду небольшого превышения можно выполнить линию с проводом А-95.

8-8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ПО УСЛОВИЮ НАИМЕНЬШЕГО РАСХОДА МЕТАЛЛА

Сооружение линии с одним сечением по всей длине ее часто экономически нецелесообразно. Такое выполнение сети связано с бо́льшим расходом металла на провода, чем при сооружении сети с разными сечениями проводов на отдельных участках, выбранными из условия наименьшего расхода металла.

Рассмотрим метод расчета сетей из условия наименьшего расхода металла сперва для сетей только с активными нагрузками или допускающими по конструктивному выполнению неучет реактивного сопротивления [Л. 29].

Найдем сечения проводов F_1, F_2 и F_3 линии трехфазного переменного тока (рис. 8-16), при которых, допуская потерю напряжения в линии $\Delta U_д$ на сеть потребуется минимальное количество металла.

Обозначая продольную составляющую падения напряжения на участке *1*

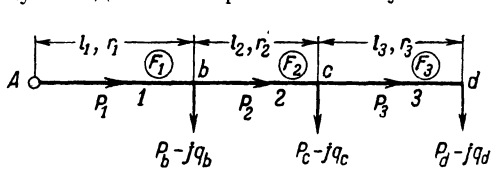


Рис. 8-16. Линия с разными сечениями проводов на участках.

через ΔU_1, на участке $2-\Delta U_2$, найдем, что продольная составляющая на участке 3 должна быть равна:

$$\Delta U_3 = \Delta U_д - \Delta U_1 - \Delta U_2.$$

Выразим, пользуясь (8-31), сечение проводов всех трех участков линии через ΔU_1 и ΔU_2:

$$\left.\begin{aligned} F_1 &= \frac{P_1 l_1}{\gamma \Delta U_1 U_н}; \quad F_2 = \frac{P_2 l_2}{\gamma \Delta U_2 U_н}; \\ F_3 &= \frac{P_3 l_3}{\gamma (\Delta U_д - \Delta U_1 - \Delta U_2) U_н}. \end{aligned}\right\} \quad (8\text{-}33)$$

Объем всех трех проводов линии при сечениях проводов $F_1 - F_3$ составит:

$$V = 3l_1F_1 + 3l_2F_2 + 3l_3F_3 = \frac{3P_1 l_1^2}{\gamma \Delta U_1 U_н} + \frac{3P_2 l_2^2}{\gamma \Delta U_2 U_н} + \frac{3P_3 l_3^2}{\gamma (\Delta U_д - \Delta U_1 - \Delta U_2) U_н}.$$

Полученное выражение содержит переменные величины ΔU_1 и ΔU_2, от выбора которых зависит объем материала проводов, а следовательно, и их вес Условия минимума расхода металла найдем, если возьмем от V частные производные по переменным ΔU_1 и ΔU_2 и приравняем их нулю:

$$\frac{\partial V}{\partial (\Delta U_1)} = -\frac{3P_1 l_1^2}{\gamma U_н (\Delta U_1)^2} + \frac{3P_3 l_3^2}{\gamma U_н (\Delta U_д - \Delta U_1 - \Delta U_2)^2} = 0$$

и

$$\frac{\partial V}{\partial (\Delta U_2)} = -\frac{3P_2 l_2^2}{\gamma U_н (\Delta U_2)^2} + \frac{3P_3 l_3^2}{\gamma U_н (\Delta U_д - \Delta U_1 - \Delta U_2)^2} = 0,$$

откуда

$$\left.\begin{aligned} \frac{P_1 l_1^2}{(\Delta U_1)^2} &= \frac{P_3 l_3^2}{(\Delta U_д - \Delta U_1 - \Delta U_2)^2}; \\ \frac{P_2 l_2^2}{(\Delta U_2)^2} &= \frac{P_3 l_3^2}{(\Delta U_д - \Delta U_1 - \Delta U_2)^2}; \\ \frac{P_1 l_1^2}{(\Delta U_1)^2} &= \frac{P_2 l_2^2}{(\Delta U_2)^2}. \end{aligned}\right\} \quad (8\text{-}34)$$

Выразив из (8-33) значения ΔU_1 и ΔU_2 и подставив их в последнее уравнение (8-34), получим:

$$\frac{P_1 l_1^2}{\left(\frac{P_1 l_1}{\gamma U_н F_1}\right)^2} = \frac{P_2 l_2^2}{\left(\frac{P_2 l_2}{\gamma U_н F_2}\right)^2}.$$

Преобразовав последнее уравнение, найдем:

$$\frac{F_1^2}{P_1} = \frac{F_2^2}{P_2}.$$

Аналогично из уравнений (8-34) получим:

$$\frac{F_2^2}{P_2} = \frac{F_3^2}{P_3}.$$

Выведенные уравнения представим в виде:

$$\left.\begin{aligned} \frac{F_1}{F_2} &= \sqrt{\frac{P_1}{P_2}}; \quad \frac{F_1}{F_3} = \sqrt{\frac{P_1}{P_3}}; \\ \frac{F_2}{F_3} &= \sqrt{\frac{P_2}{P_3}}. \end{aligned}\right\} \quad (8\text{-}35)$$

Сечения F_1 и F_2 можно выразить через F_3 и известные активные мощности на участках сети:

$$F_1 = F_3\sqrt{\frac{P_1}{P_3}}; \quad F_2 = F_3\sqrt{\frac{P_2}{P_3}}. \quad (8\text{-}36)$$

Продольная составляющая падения напряжения в линии Ad при сечениях проводов $F_1 - F_3$ составит:

$$\Delta U_d = \frac{P_1 l_1}{\gamma U_н F_1} + \frac{P_2 l_2}{\gamma U_н F_2} + \frac{P_3 l_3}{\gamma U_н F_3}. \quad (8\text{-}37)$$

Приравнивая ΔU_d допускаемой потере напряжения $\Delta U_д$, подставив значения F_1 и F_2 из (8-36) в уравнение (8-37) и решив его относительно F_3, получим:

$$F_3 = \frac{\sqrt{P_3}}{\gamma U_н \Delta U_д}(l_1\sqrt{P_1} + l_2\sqrt{P_2} + l_3\sqrt{P_3}). \quad (8\text{-}38)$$

Эта формула дает возможность сразу определить сечение последнего участка линии. Зная F_3, найдем, воспользовавшись отношениями (8-36), сечения F_1 и F_2.

После определения сечений округляем их до ближайших стандартных, причем округление производится для некоторых участков в сторону увеличения, а для некоторых — в сторону

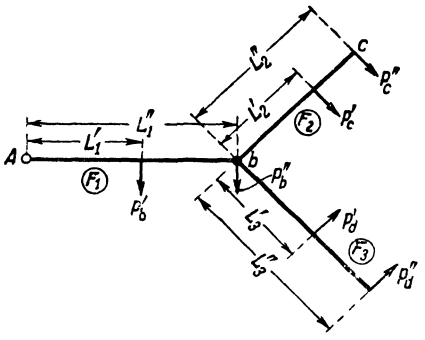


Рис. 8-17. Схема разветвленной сети с разными сечениями проводов на участках.

уменьшения сечений. В большинстве случаев сечение F_1 головного участка сети целесообразно округлить в сторону увеличения.

Приведенный метод расчета магистральных линий по наименьшему расходу металла применим и к линиям с n нагрузками. Общее условие наименьшего расхода металла удобно записать в виде:

$$\frac{\sqrt{p}}{F}=\text{const}. \qquad (8\text{-}39)$$

Сечение последнего участка линий находится в этом случае по формуле

$$F_n=\frac{\sqrt{p_n}}{\gamma U_{\text{н}}\Delta U_{\text{д}}}\Sigma l_m\sqrt{p_m}. \qquad (8\text{-}40)$$

Дальнейший ход расчета такой же, как указано выше.

При нагрузках, заданных токами, условие минимума расхода металла, как это легко доказать, напишется аналогично:

$$\frac{F_1}{F_2}=\sqrt{\frac{I_{\text{a}1}}{I_{\text{a}2}}};\quad \frac{F_1}{F_3}=\sqrt{\frac{I_{\text{a}2}}{I_{\text{a}3}}};$$

$$\frac{F_2}{F_3}=\sqrt{\frac{I_{\text{a}2}}{I_{\text{a}3}}},$$

где $I_{\text{a}1}$, $I_{\text{a}2}$ и $I_{\text{a}3}$ — активные токи, проходящие по участкам сети. В общем виде

$$\frac{\sqrt{I_{\text{a}}}}{F}=\text{const}. \qquad (8\text{-}41)$$

Перейдем к расчету по условию наименьшего расхода металла разветвленных сетей (рис. 8-17). Сечения в пределах каждого участка сети предполагаются неизменными.

При допускаемой потере напряжения $\Delta U_{\text{д}}$ до наиболее удаленных точек сети (в конце каждого разветвления) и продольной составляющей падения напряжения ΔU_1 на участке Ab сечения проводов определятся равными:

$$F_1=\frac{p_b'L_1'+(p_b''+p_c'+p_c''+p_d'+p_d'')L_1''}{\gamma U_{\text{н}}\Delta U_1}=$$

$$=\frac{\Sigma_1 pL}{\gamma U_{\text{н}}\Delta U_1};$$

$$F_2=\frac{p_c'L_2'+p_c''L_2''}{\gamma U_{\text{н}}(\Delta U_{\text{д}}-\Delta U_1)}=\frac{\Sigma_2 pL}{\gamma U_{\text{н}}(\Delta U_{\text{д}}-\Delta U_1)};$$

$$F_3=\frac{p_d'L_3'+p_d''L_3''}{\gamma U_{\text{н}}(\Delta U_{\text{д}}-\Delta U_1)}=\frac{\Sigma_3 pL}{\gamma U_{\text{н}}(\Delta U_{\text{д}}-\Delta U_1)}.$$

Объем материала проводов

$$V=3F_1L_1''+3F_2L_2''+3F_3L_3''=$$

$$=\frac{3}{\gamma U_{\text{н}}}\left(\frac{L_1''\Sigma_1 pL}{\Delta U_1}+\frac{L_2''\Sigma_2 pL}{\Delta U_{\text{д}}-\Delta U_1}+\right.$$

$$\left.+\frac{L_3''\Sigma_3 pL}{\Delta U_{\text{д}}-\Delta U_1}\right).$$

Для нахождения минимума объема (веса) материала в зависимости от переменной величины ΔU_1 возьмем первую производную от V по ΔU_1 и приравняем ее нулю:

$$\frac{\partial V}{\partial(\Delta U_1)}=\frac{3}{\gamma U_{\text{н}}}\left[-\frac{L_1''\Sigma_1 pL}{(\Delta U_1)^2}+\right.$$

$$\left.+\frac{L_2''\Sigma_2 pL}{(\Delta U_{\text{д}}-\Delta U_1)^2}+\frac{L_3''\Sigma_3 pL}{(\Delta U_{\text{д}}-\Delta U_1)^2}\right]=0.$$

Решая это уравнение относительно ΔU_1, получаем

$$\Delta U_1=\frac{\Delta U_{\text{д}}}{1+\sqrt{\dfrac{L_2''\Sigma_2 pL+L_3''\Sigma_3 pL}{L_1''\Sigma_1 pL}}}, \qquad (8\text{-}42)$$

где $\Sigma_1 pL$, $\Sigma_2 pL$ и $\Sigma_3 pL$ — суммы моментов активных мощностей для линии Ab и ответвлений bc и bd;

L_1'', L_2'' и L_3'' — полные длины участков Ab, bc и bd сети.

Воспользовавшись (8-42), можно произвести расчет сети, изображенной на рис. 8-17, по условиям наимень-

шего расхода металла. Порядок расчета следующий: определяем по (8-42) величину ΔU_1, а по ней, пользуясь (8-31), сечение провода F_1' на участке Ab сети. Найденное сечение провода F_1' округляем до ближайшего стандартного F_1. По сечению F_1 подсчитываем действительную величину продольной составляющей падения напряжения $\Delta U_1'$ на участке Ab. В ответвлениях bc и bd, следовательно, можно допустить продольную составляющую падения напряжения, равную:

$$\Delta U_2' = \Delta U_д - \Delta U_1'.$$

Зная $\Delta U_2'$, найдем сечение проводов F_2' и F_3'. Полученные сечения также следует округлить до ближайших стандартных F_2 и F_3.

Если теоретические сечения F_1' F_2' и F_3' лежат близко к стандартным, то можно ограничиться одним расчетом. Если же теоретические сечения лежат в середине между двумя стандартными сечениями, то для нахождения условий наименьшего расхода металла в сети придется сделать два расчета, задаваясь для головного участка Ab ближайшими бóльшим и меньшим стандартными сечениями, и сравнить результаты произведенных расчетов. При некоторых соотношениях длин участков сети и нагрузок наименьший вес проводов будет при округлении теоретического сечения F_1' в сторону увеличения, а для некоторых — в сторону уменьшения.

В формулу (8-42), которой приходится пользоваться при расчетах разветвленных сетей по условию наименьшего расхода металла, входят отношения моментов активных мощностей. Эти отношения не изменятся, если моменты мощностей заменить моментами токов, т. е. те же формулы можно использовать и при нагрузках, заданных токами.

В случаях, когда сеть питает активные и реактивные нагрузки и обладает активным и реактивным сопротивлениями, непосредственное определение сечений отдельных участков сети, удовлетворяющих условию наименьшего расхода металла, невозможно. Приходится прибегать к тому же искусственному приему, который был рассмотрен в предыдущем параграфе.

Задаваясь средней величиной реактивного сопротивления на 1 *км* линии, находят часть продольной составляющей падения напряжения в сети, определяемую реактивными сопротивлениями сети и реактивными нагрузками. В дальнейшем сеть рассматривается как имеющая только активные сопротивления и нагрузки с допускаемой потерей напряжения $\Delta U' = \Delta U_д - \Delta U''$ и рассчитывается по условию наименьшего расхода металла по приведенным выше формулам.

8-9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ПО ПОСТОЯННОЙ ПЛОТНОСТИ ТОКА

Сооружение линий с проводами одного сечения вдоль всей ее длины или с проводами, выбранными по условию наименьшего расхода металла, связано с относительно большими потерями мощности и энергии. При большой продолжительности использования наибольшей нагрузки сечения проводов сетей, рассчитываемых по допускаемой потере напряжения, целесообразно выбирать из условия постоянства плотности тока на всех участках сети. В гл. 5 было показано, что при заданном расходе металла условие постоянной плотности тока соответствует наименьшим потерям мощности и электроэнергии.

Рассмотрим методику расчета сетей по допускаемой потере напряжения при постоянстве плотности тока на всех участках сети.

Потеря напряжения в линии Ad (рис. 8-18), предполагая, что сеть можно рассчитывать с учетом только активных сопротивлений, выраженная через линейные токи I_1, I_2 и I_3, составит:

$$\Delta U_d = \sqrt{3}\left(\frac{I_1 \cos\varphi_1 \cdot l_1}{\gamma F_1} + \frac{I_2 \cos\varphi_2 \cdot l_2}{\gamma F_2} + \frac{I_3 \cos\varphi_3 \cdot l_3}{\gamma F_3}\right),$$

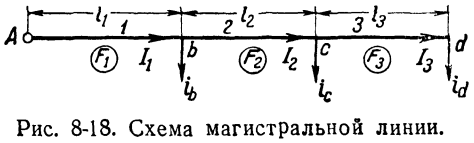


Рис. 8-18. Схема магистральной линии.

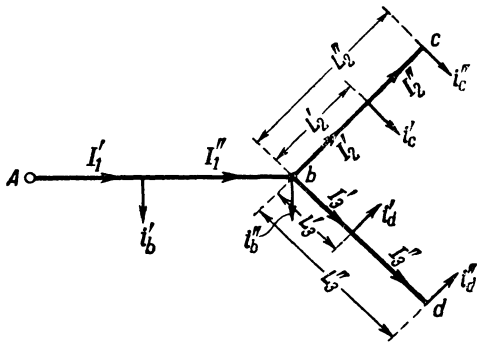


Рис. 8-19. Схема разветвленной сети.

где $\cos\varphi_1$, $\cos\varphi_2$ и $\cos\varphi_3$ — коэффициенты мощности на участках *1—3* сети. Приняв, что сечения проводов выбраны по плотности тока j (которая будет определена в дальнейшем), можно выразить линейные токи следующим образом

$$I_1 = jF_1;\quad I_2 = jF_2 \quad \text{и} \quad I_3 = jF_3.$$

Подставляя эти значения токов в уравнение потери напряжения, получаем

$$\Delta U_d = \sqrt{3}\left(\frac{j_1\cos\varphi_1\cdot l_1}{\gamma} + \frac{j\cos\varphi_2\cdot l_2}{\gamma} + \frac{j\cos\varphi_3\cdot l_3}{\gamma}\right).$$

Приравняв ΔU_d допускаемой потере напряжения $\Delta U_д$, определим плотность тока j, которая должна быть принята при расчете сети:

$$j = \frac{\gamma\Delta U_д}{\sqrt{3}(\cos\varphi_1\cdot l_1 + \cos\varphi_2\cdot l_2 + \cos\varphi_3\cdot l_3)}, \qquad (8\text{-}43)$$

или в общем виде при n нагрузках на линии

$$j = \frac{\gamma\Delta U_д}{\sqrt{3}\,\Sigma\cos\varphi_m\cdot l_m}. \qquad (8\text{-}44)$$

При найденной по (8-44) плотности тока потеря напряжения в линии будет равна допускаемой.

Сечения проводов отдельных участков сети:

$$F_1 = \frac{I_1}{j};\quad F_2 = \frac{I_2}{j} \quad \text{и} \quad F_3 = \frac{I_3}{j}. \qquad (8\text{-}45)$$

Полученные теоретические сечения проводов должны быть округлены до ближайших стандартных сечений.

В разветвленной сети (рис. 8-19) определение плотности тока, при которой продольная составляющая падения напряжения будет равна допускаемой потере напряжения, производится также по (8-44). В этом случае $\Sigma\cos\varphi_m\cdot l_m$ должно быть взято по линии Abc или Abd — по той, по которой $\Sigma\cos\varphi_m\cdot l_m$ получается бо́льшим.

Для сетей с активными и реактивными нагрузками и активными и реактивными сопротивлениями задаются реактивным сопротивлением сети и находят потерю напряжения, которую можно допустить от активных нагрузок в активных сопротивлениях сети. По этой величине определяют плотность тока, а затем и сечения проводов участков сети.

Найденную по (8-44) плотность тока j необходимо сравнить с экономической плотностью тока $j_э$, соответствующей заданной продолжительности использования наибольших нагрузок сети.

Если полученная по (8-44) плотность тока j будет больше экономической плотности тока $j > j_э$, то сечения проводов участков сети должны быть определены по $j_э$ и потеря напряжения в сети будет меньше допускаемой. Сечения проводов определяются, следовательно, не потерей напряжения, а потерями мощности и электроэнергии. Сооружение сети с плотностью тока $j > j_э$ недопустимо, поскольку это не отвечает интересам народного хозяйства.

Если полученная по (8-44) плотность тока меньше экономической плотности тока ($j < j_э$), сечения проводов находят по j. Сечения проводов определяются потерей напряжения, а не потерями мощности и энергии. При проводах, выбранных по экономической плотности тока, в этом случае потеря напряжения в сети была бы больше допускаемой.

8-10. ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СЕТЕЙ, РАССЧИТАННЫХ РАЗНЫМИ МЕТОДАМИ

В линии, сечения проводов которой выбраны по постоянной плотности тока, потери мощности и электроэнер-

гии будут наименьшими. Линия, рассчитанная по условию наименьшего расхода металла, потребует наименьшего количества цветного металла и часто наименьших капиталовложений на ее сооружение.

С теоретической точки зрения линии с одним сечением провода вдоль всей ее длины являются наименее целесообразными. Такое выполнение сети применяется в случаях, когда линия подает электроэнергию нескольким потребителям, расположенным на относительно небольших расстояниях друг от друга. Примером таких линий могут служить линии городских сетей низкого напряжения, к которым присоединяются нагрузки отдельных зданий. Экономически нецелесообразно менять сечения проводов линий (жил кабелей) через каждые несколько десятков метров. Это удорожило бы стоимость линии, усложнило бы ее монтаж и т. д. Эксплуатация сети также усложнилась бы. Надежность работы сети снизилась бы, так как большое число соединений при переходе от одного сечения к другому (соединительные зажимы, муфты) повлекло бы большую аварийность сети.

Выбор одного сечения провода по всей длине линии определяется, следовательно, соображениями, вытекающими из конструктивного выполнения сети.

Сравнение сети с наименьшим расходом металла на провода с сетью, провода которой выбраны из условия постоянной плотности тока, должно производиться сопоставлением расчетных затрат обеих сетей.

Расчетные затраты по сети выражаются уравнением

$$З = И_{\Sigma} + \alpha_{н}(K_1 + K_2), \quad (8\text{-}46)$$

в котором $И_{\Sigma}$ — эксплуатационные расходы по сети, состоящие из отчислений на амортизацию, расходов на ремонт и обслуживание и себестоимости потерянной электроэнергии в сети;

K_1 — стоимость сети;

K_2 — стоимость мощности, установленной на электростанциях системы, необходимой для покрытия потерь мощности в сети;

$\alpha_{н}$ — нормированный коэффициент эффективности.

При малом числе часов использования наибольшей нагрузки (малое число часов наибольших потерь τ) и малой плотности нагрузки величиной, в основном определяющей эксплуатационные расходы, являются отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание сети. В таких случаях экономически целесообразно строительство по условиям наименьшего расхода металла, что соответствует, как правило, наименьшим капиталовложениям на сооружение сети. В качестве примера можно привести сети высокого напряжения сельскохозяйственной электрификации. Небольшие нагрузки, сосредоточенные в колхозах, расположены друг от друга на расстояниях нескольких километров. Сеть получается протяженной, а передаваемая мощность невелика. Продолжительность использования наибольших нагрузок также невелика. Это определяет небольшие потери электроэнергии в сети. Основные расходы по сети — расходы на амортизацию, ремонт и обслуживание ее.

При большом числе часов использование наибольших нагрузок на эксплуатационные расходы сильно влияет стоимость потерянной электроэнергии в сети. Эта составляющая эксплуатационных расходов становится определяющей. Сеть целесообразно строить с сечениями проводов, рассчитанными по постоянной плотности тока; при этом снижаются и капиталовложения на мощность, установленную на электростанциях системы, необходимую для покрытия потерь мощности в сети.

Линии с проводами, рассчитанными по постоянной плотности тока, сооружаются к фабрично-заводским предприятиям.

Выбор варианта сети с наименьшим расходом металла или с проводами, сечения которых определены по

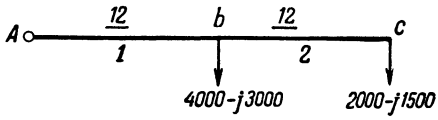


Рис. 8-20. Схема проектируемой сети.

постоянной плотности тока, производится, как указывалось, на основании сравнения расчетных затрат и технических показателей сетей.

Пример 8-7. Два завода, расположенные в пунктах *b* и *c* (рис. 8-20), предположено питать одной линией 35 *кв* со сталеалюминиевыми проводами, подвешенными со среднегеометрическим расстоянием 3,5 *м*. Наибольшие нагрузки подстанций в киловаттах и киловольт-амперах реактивных и длины участков сети в километрах даны на схеме сети. Продолжительность использования наибольших нагрузок заводов составляет 4 500 *ч/год*. Допускаемая потеря напряжения в линии 5%.

Определить сечения проводов линии. При расчетах принять: стоимость 1 *квт* мощности, установленного на электростанциях системы, 1 200 руб., стоимость 1 *квт·ч* потерянной электроэнергии в сети 10 коп. и ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание линий 10% их стоимости.

Сооружение линии с одним сечением проводов вдоль всей длины при протяженности участков по 12 *км* явно нецелесообразно. Экономически целесообразное решение можно получить при сооружении сети с наименьшим расходом проводникового металла или при постоянной плотности тока на обоих участках сети. Выяснение этого вопроса произведем сравнением расчетных затрат обоих вариантов выполнения сети, для чего произведем соответствующие расчеты.

Допускаемая потеря напряжения в сети

$$\Delta U_д = 0{,}05 \cdot 35\,000 = 1\,750 \text{ в}.$$

Задаваясь реактивным сопротивлением линии 0,4 *ом/км*, находим потерю напряжения от реактивных нагрузок в реактивном сопротивлении линии:

$$\Delta U'' = \frac{Q_2 x_2 + Q_1 x_1}{U_н} = \frac{(1\,500 + 4\,500) \cdot 12 \cdot 0{,}4}{35} = 820 \text{ в}.$$

$$j = \frac{\Delta U' \gamma}{\sqrt{3} \Sigma \cos \varphi_m \cdot l_m} = \frac{930 \cdot 31{,}7}{\sqrt{3}(12\,000 \cdot 0{,}8 + 12\,000 \cdot 0{,}8)} = 0{,}9 \text{ а/мм}^2.$$

Полученная плотность тока $j = 0{,}9$ *а/мм²* меньше экономической плотности тока, рекомендуемой «Правилами устройства» при $T_{нб} = 4\,500$ *ч/год*. Экономическая плотность тока при этих условиях для сталеалюминиевых проводов 1,1 *а/мм²*. Следовательно, сечения проводов линии определяются потерей напряжения. Найдем сечения проводов обоих участков сети, для чего сперва подсчитаем линейные токи по ним.

Головной участок сети:

Полная мощность

$$S_1 = \sqrt{6\,000^2 + 4\,500^2} = 7\,500 \text{ ква}.$$

Линейный ток

$$I_1 = \frac{7\,500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 124 \text{ а}.$$

Сечение провода на участке *1* сети

$$F_1 = \frac{124}{0{,}9} \approx 140 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод АС-150.

Полная мощность на участке *2* сети

$$S_2 = \sqrt{2\,000^2 + 1\,500^2} = 2\,500 \text{ ква}.$$

Линейный ток

$$I_2 = \frac{2\,500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 41{,}5 \text{ а}.$$

Сечение провода на участке *2* сети

$$F_2 = \frac{41{,}5}{0{,}9} = 46{,}1 \text{ мм}^2.$$

Берем провод АС-50.

Проверим, какая будет потеря напряжения в линии при выбранных сечениях проводов.

Провод АС-150:

$r_0 = 0{,}21$ *ом/км* и $x_0 = 0{,}398$ *ом/км*;

провод АС-50:

$r_0 = 0{,}63$ *ом/км* и $x_0 = 0{,}427$ *ом/км*.

Потеря напряжения в линии

$$\Delta U = \frac{Pr + Qx}{U_н} = \frac{(2\,000 \cdot 0{,}63 + 6\,000 \cdot 0{,}21) \cdot 12 + (1\,500 \cdot 0{,}427 + 4\,500 \cdot 0{,}398) \cdot 12}{35} = 1\,700 \text{ в},$$

Допускаемая потеря напряжения от активных нагрузок в активных сопротивлениях линии

$$\Delta U' = \Delta U_д - \Delta U'' = 1\,750 - 820 = 930 \text{ в}.$$

1. Расчет линии по постоянной плотности тока

Плотность тока, при которой в линии будет допускаемая потеря напряжения, найдется по (8-44):

т. е. незначительно меньше допускаемой.

Потеря активной мощности в линии при наибольших нагрузках

$$\Delta P = \Sigma \frac{S^2}{U_н^2} r = \left(\frac{2\,500^2}{35^2} \cdot 0{,}69 \cdot 12 + \frac{7\,500^2}{35^2} \cdot 0{,}21 \cdot 12\right) \cdot 10^{-3} = 154 \text{ квт}.$$

Потери электроэнергии в линии. При $T_{нб} = 4\,500$ *ч/год* $\tau = 3\,250$ *ч/год*.

$$\Delta A = \Delta P\tau = 154 \cdot 3\,250 = 500\,000 \text{ квт·ч}.$$

Стоимость дополнительной установленной мощности на электростанциях системы для покрытия потерь мощности в сети

$$K_{эс} = k_р \Delta P k^0_{эс} =$$

$$= 1{,}2 \cdot 154 \cdot 1\,200 = 221\,760 \text{ руб}.$$

Стоимость сооружения сети при цене за 1 *км* линии 35 *кв* на деревянных опорах с проводами АС-150 равной 45 000 руб. и с проводами АС-50 равной 25 000 руб.

$$K_л = 45\,000 \cdot 12 + 25\,000 \cdot 12 = 840\,000 \text{ руб}.$$

Суммарные капиталовложения

$$K_\Sigma = K_{эс} + K_л = 221\,760 +$$

$$+ 840\,000 \approx 1\,062\,000 \text{ руб}.$$

Себестоимость потерянной электроэнергии в сети

$$И_A = 500\,000 \cdot 0{,}1 = 50\,000 \text{ руб}.$$

Отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание сети

$$И_л = 0{,}1 \cdot 840\,000 = 84\,000 \text{ руб}.$$

Суммарные годовые издержки

$$И_\Sigma = 50\,000 + 84\,000 = 134\,000 \text{ руб}.$$

Расчетные затраты

$$З_1 = И_\Sigma + a_н K_\Sigma = 134\,000 +$$

$$+ 0{,}125 \cdot 1\,062\,000 \approx 267\,000 \text{ руб}.$$

2. Расчет линии по наименьшему расходу цветного металла

Сечение проводов на участке *2* сети

$$F_2 = \frac{\sqrt{P_2}}{\gamma U_н \Delta U'} (l_1 \sqrt{P_1} + l_2 \sqrt{P_2}) =$$

$$= \frac{\sqrt{2\,000} \cdot 10^3}{31{,}7 \cdot 35 \cdot 930} (12 \sqrt{6\,000} +$$

$$+ 12 \sqrt{2\,000}) = 64 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод АС-70.

Сечение провода на участке *1* сети

$$F_1 = F_2 \sqrt{\frac{P_1}{P_2}} = 64 \sqrt{\frac{6\,000}{2\,000}} = 110 \text{ мм}^2.$$

Берем провод АС-120.

Потеря напряжения в линии при наибольшей нагрузке при этом выполнении сети определилась равной

$$\Delta U = 1\,700 \text{ в},$$

т. е. такой же, как и при проводах, выбранных по постоянной плотности тока.

Потери мощности в линии при наибольших нагрузках составляют:

$$\Delta P = 175 \text{ квт}.$$

Потери электроэнергии в линии в течение года

$$\Delta A = 570\,000 \text{ квт·ч}.$$

Стоимость дополнительной установленной мощности на электростанциях для покрытия потерь мощности в сети

$$K_{эс} = 1{,}2 \cdot 175 \cdot 1\,200 = 252\,000 \text{ руб}.$$

Стоимость сооружения сети при стоимости 1 *км* линии с проводами АС-120, равной 40 000 руб., и с проводами АС-70, равной 30 000 руб.,

$$K_л = 840\,000 \text{ руб}.$$

Суммарные капиталовложения

$$K_\Sigma = 1\,092\,000 \text{ руб}.$$

Стоимость потерянной электроэнергии в сети

$$И_A = 57\,000 \text{ руб}.$$

Отчисления на амортизацию и ремонт сети

$$И_л = 84\,000 \text{ руб}.$$

Суммарные ежегодные издержки

$$И_\Sigma = 141\,000 \text{ руб}.$$

Расчетные затраты по сети

$$З_2 = 278\,000 \text{ руб}.$$

Полученные результаты показывают, что линия, рассчитанная по постоянной плотности тока, имеет лучшие экономические показатели. Капитальные затраты меньше на 30 000 руб., а эксплуатационные расходы меньше на 7 000 руб/год. Перерасход цветного металла при выполнении линии с постоянной плотностью тока составляет всего около 5%. В дальнейшем, при увеличении нагрузки сети, преимущества этого варианта сооружения сети будут увеличиваться.

Произведенные расчеты показывают целесообразность сооружения сети с проводами, рассчитанными по постоянной плотности тока.

Глава девятая

РАСЧЕТ ЗАМКНУТЫХ СЕТЕЙ

9-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Замкнутыми сетями, как было указано, называются сети, в которых электроэнергия к каждому потребителю может подаваться не менее чем с двух сторон (рис. 9-1,*а*). К точке *с*, например, энергия может притекать по линиям $Л_2$ и $Л_3$.

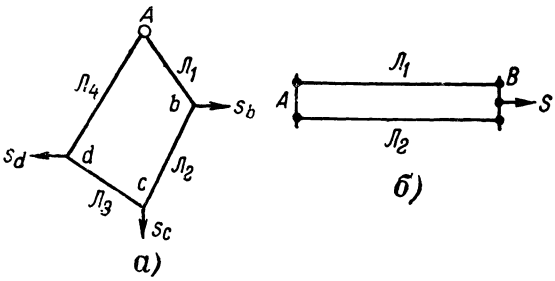


Рис. 9-1. Замкнутая петлевая сеть.

Простейшая замкнутая сеть состоит из двух параллельно работающих линий: $Л_1$ и $Л_2$ (рис. 9-1,*б*), идущих к одной подстанции B с нагрузкой S. Обе линии могут быть проложены на двухцепных опорах.

Сети типа изображенных на рис. 9-1,*а* и *б*, получающие энергию от одного источника питания A, называются петлевыми (кольцевыми).

Расчет замкнутых сетей несколько сложнее, чем разомкнутых. В разомкнутых сетях мощности, проходящие на отдельных ее участках, находятся простым суммированием нагрузок и потерь мощности. В замкнутых сетях распределение мощностей по отдельным участкам приходится находить специальными расчетами. Смотря на схему сети на рис. 9-1,*а*, нельзя сказать, какая часть нагрузки будет притекать по линии $Л_2$ и какая по $Л_3$. Это зависит от длин и сечений проводов всех участков сети и от величин и расположения нагрузок в сети.

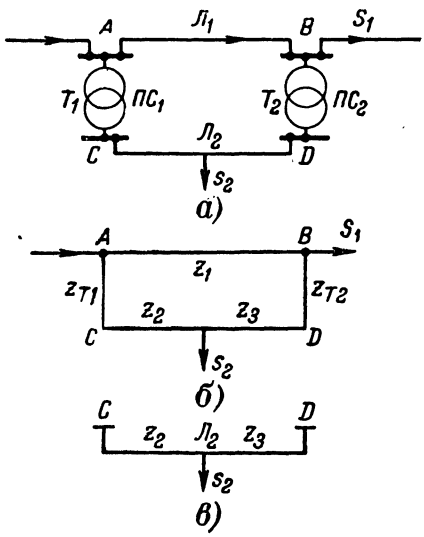


Рис. 9-2. Схема замкнутой сети двух напряжений.

В ряде случаев замкнутая сеть образуется линиями разных напряжений (рис. 9-2,*а*). Замкнутый контур $ABDC$ состоит из линии $Л_1$ высшего напряжения, двух трансформаторов T_1 и T_2 и линии $Л_2$ низшего напряжения. Схема замещения этой сети представлена на рис. 9-2,*б*. Сопротивления всех элементов контура при расчетах сети нужно привести к одному напряжению.

Для упрощения нахождения распределения мощностей в сети иногда рассматривается только линия $Л_2$ (рис. 9-2,*в*), опирающаяся на два источника питания: C и D (шины низшего напряжения подстанций $ПС_1$ и $ПС_2$). При приближенных расчетах напряжения в точках C и D принимаются равными по величине и совпадающими по фазе. Последнее соответствует предположению, что сопротивление Z_1 равно нулю, что мощности трансформаторов T_1 и T_2 равны и что они загружены одинаково.

В ряде случаев эти предположения близки к реальным условиям работы сетей. Падение напряжения в линии $Л_1$ высшего напряжения при небольших расстояниях между подстанциями $ПС_1$ и $ПС_2$ мало, и потому напряжения в точках A и B (рис. 9-2,*а*) примерно равны и совпадают по фазе. Относительная загрузка трансформаторов T_1 и T_2 примерно одинакова. Они берутся с равными напряжениями короткого замыкания и равными реактивностями. Оба эти обстоятельства позволяют считать, что падения напряжения в трансформаторах подстанций $ПС_1$ и $ПС_2$ также будут одинаковыми.

Приняв все указанные предположения, получим, что напряжения в точках C и D будут примерно одинаковыми по величине и совпадающими по фазе. Последнее позволяет находить распределение мощностей в линии $Л_2$, как в линии с двусторонним питанием (рис. 9-2,*в*).

Опыт проектирования электрических сетей показывает, что нахождение распределения мощностей в сети схемы на рис. 9-2,*а* путем выделения линии $Л_2$ дает во многих случаях точность, вполне достаточную для инженерных расчетов.

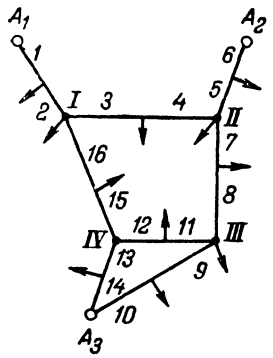


Рис. 9-3. Схема сложно-замкнутой сети с узловыми пунктам *I* — *IV*.

Такой расчет сети неприменим при относительно большой потере напряжения в линии $Л_1$ высшего напряжения, резкой неравномерности расположения и величин нагрузок и неодинаковых параметрах трансформаторов T_1 и T_2 (например, при разных коэффициентах трансформации этих трансформаторов).

Нахождение распределения мощностей в замкнутой сети не всегда требует специальных расчетов. В замкнутых радиальных и магистральных сетях нагрузка каждой из линий равна суммарной нагрузке сети, деленной на число параллельно работающих линий. Ясно, что в сети на рис. 9-1,*б* по каждой линии проходит мощность 0,5*s*.

Замкнутые сети иногда имеют более сложное построение — состоят из ряда замкнутых контуров — и получают энергию от нескольких источников питания A_1—A_3 (рис. 9-3). Точки *I*—*IV*, в которых сходится не менее трех линий, как указывалось ранее, называются узловыми точками сети или узлами. Замкнутые сети с узловыми точками называются сложно-замкнутыми.

Основными преимуществами замкнутых сетей являются:

1. Надежность электроснабжения потребителей. Замкнутая сеть может обеспечить практически бесперебойное электроснабжение потребителей.

2. Экономичность работы. В замкнутых сетях потери мощности и энергии меньше, чем в разомкнутых резервированных сетях. В ряде случаев стоимость сооружения замкнутой сети при одинаковой степени резервирования получается меньшей, чем разомкнутой резервированной.

3. Гибкость работы сети. Замкнутая сеть лучше приспособлена к работе при разных режимах. Толчки нагрузок в замкнутых сетях приводят к меньшим изменениям напряжения у потребителей и т. д.

Более подробно преимущества и недостатки замкнутых сетей рассмотрены в гл. 13.

9-2. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТЕЙ В ЛИНИЯХ С ДВУСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

Нахождение точного распределения мощностей в замкнутых сетях является очень трудоемкой задачей, и потому при решении всех инженерных вопросов, связанных с замкнутыми сетями, пользуются приближенным методом расчета. Этот метод дает достаточную для практических целей точность получаемых результатов.

При приближенном методе под нагрузками понимаются расчетные нагрузки станций и подстанций, т. е. нагрузки, приведенные к стороне высшего напряжения трансформаторов, включая в них мощности, обусловленные проводимостями участков сети. Потери мощности в трансформаторах и мощности проводимостей линий определяются по номинальному, а не по действительным (неизвестным) напряжениям сети. Сети низкого напряжения рассчитываются по нагрузкам, присоединенным непосредственно к сети.

Приняв эти положения, получим схему замещения сети, линии которой имеют только активные и реактивные сопротивления.

Вторым допущением при приближенном методе расчета является нахождение распределения мощностей без учета влияния потерь мощности на участках сети. Потери мощности на отдельных участках сети определяются на второй стадии расчета, исходя из мощностей, найденных без потерь мощности. Это допущение соответствует расчету сети по номинальному напряжению $U_н$.

Наиболее простой замкнутой сетью является линия с двусторонним питанием (рис. 9-4), получающая электроэнергию от двух питательных пунктов:

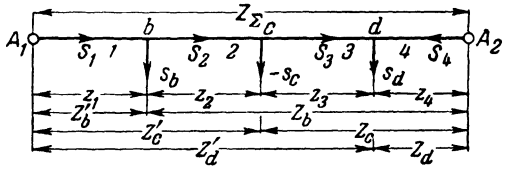


Рис. 9-4. Линия с двусторонним питанием.

A_1 и A_2 *. Найдем распределение мощностей в сети, предполагая, что напряжения в точках A_1 и A_2 равны по величине и совпадают по фазе. Обозначим мощности на отдельных участках сети S_1, S_2, S_3 и S_4 и предположим, что направление их соответствует нанесенному на схеме сети на рис. 9-4. Для общности выводов считаем, что в точке c находится электростанция, отдающая в сеть мощность S_c.

Падение напряжения от точки A_1 до точки A_2 без учета потерь мощности в сети выражается уравнением

$$\frac{\dot{S}_{\text{ф}1}}{\hat{\mathcal{U}}_{\text{н}}} z_1 + \frac{\dot{S}_{\text{ф}2}}{\hat{\mathcal{U}}_{\text{н}}} z_2 + \frac{\dot{S}_{\text{ф}3}}{\hat{\mathcal{U}}_{\text{н}}} z_3 - \frac{\dot{S}_{\text{ф}4}}{\hat{\mathcal{U}}_{\text{н}}} z_4 = 0,$$

в котором линейные токи определены по номинальному фазному напряжению $\hat{\mathcal{U}}_{\text{н}}$ и мощностям одной фазы линии.

Умножая обе части уравнения на $3\hat{\mathcal{U}}_{\text{н}}$, получаем

$$\dot{S}_1 z_1 + \dot{S}_2 z_2 + \dot{S}_3 z_3 - \dot{S}_4 z_4 = 0. \quad (9\text{-}1)$$

Кроме того, можно написать:

$$\dot{S}_2 = \dot{S}_1 - \dot{s}_b; \quad \dot{S}_3 = \dot{S}_1 - \dot{s}_b + \dot{s}_c$$

и

$$\dot{S}_4 = \dot{s}_b - \dot{s}_c + \dot{s}_d - \dot{S}_1.$$

Подставляя эти значения мощностей в (9-1), находим:

$$\dot{S}_1 z_1 + (\dot{S}_1 - \dot{s}_b) z_2 + (\dot{S}_1 - \dot{s}_b + \dot{s}_c) z_3 - (\dot{s}_b - \dot{s}_c + \dot{s}_d - \dot{S}_1) z_4 = 0.$$

Раскрывая скобки и группируя члены с S_1, s_b и т. д., получаем:

$$\dot{S}_1 (z_1 + z_2 + z_3 + z_4) - \dot{s}_b (z_2 + z_3 + z_4) + \dot{s}_c (z_3 + z_4) - \dot{s}_d z_4 = 0,$$

откуда

$$\dot{S}_1 = \frac{\dot{s}_b (z_2 + z_3 + z_4) - \dot{s}_c (z_3 + z_4) + \dot{s}_d z_4}{z_1 + z_2 + z_3 + z_4}.$$

Обозначив сопротивления линии от пункта A_2 до соответствующих нагрузок Z_b, Z_c и Z_d (рис. 9-4), сопротивление всей линии Z_Σ, а мощности, выходящие из питательных пунктов A_1 и A_2 черерез S_{A1} и S_{A2}, представим предыдущую формулу в виде:

$$\dot{S}_{A1} = \frac{\dot{s}_b Z_b - \dot{s}_c Z_c + \dot{s}_d Z_d}{Z_\Sigma} = \frac{\Sigma \dot{s}_m Z_m}{Z_\Sigma}. \quad (9\text{-}2)$$

Аналогичным путем можно получить:

$$\dot{S}_{A2} = \frac{\dot{s}_b Z'_b - \dot{s}_c Z'_c + \dot{s}_d Z'_d}{Z_\Sigma} = \frac{\Sigma \dot{s}_m Z'_m}{Z_\Sigma}. \quad (9\text{-}3)$$

Анализируя (9-2) и (9-3), замечаем, что их структура одинакова со структурой уравнений для нахождения реакций опор двухопорных балок, нагруженных сосредоточенными нагрузками. В электрических сетях реакциям балок соответствуют мощности, выходящие из питательных пунктов.

Те же формулы показывают, что мощности станций, питающих сеть (s_c на рис. 9-4), должны учитываться как отрицательные нагрузки.

При нагрузках, заданных токами, получим уравнения:

$$\left.\begin{aligned} \dot{I}_{A1} &= \frac{i_b Z_b - i_c Z_c + i_d Z_d}{Z_\Sigma} = \frac{\Sigma i_m Z_m}{Z_\Sigma}; \\ \dot{I}_{A2} &= \frac{i_b Z'_b - i_c Z'_c + i_d Z'_d}{Z_\Sigma} = \frac{\Sigma i_m Z'_m}{Z_\Sigma}. \end{aligned}\right\} \quad (9\text{-}4)$$

Поскольку все члены в (9-2) и (9-3) — комплексные величины, для упрощения расчетов эти уравнения рациональнее представить в несколько ином виде. Обозначим проводимости всей линии через

$$Y_\Sigma = \frac{1}{Z_\Sigma} = G_\Sigma - jB_\Sigma,$$

где

$$G_\Sigma = \frac{R_\Sigma}{R_\Sigma^2 + X_\Sigma^2}$$

* Питательный пункт — источник питания или центр питания.

и

$$B_\Sigma = \frac{X_\Sigma}{R_\Sigma^2 + X_\Sigma^2}.$$

Внося значение $Y_\Sigma = \frac{1}{Z_\Sigma}$ в (9-2), получаем

$$\dot{S}_{A1} = (G_\Sigma - jB_\Sigma)\Sigma \dot{s}_m Z_m,$$

или

$$\dot{S}_{A1} = (G_\Sigma - jB_\Sigma)\Sigma (p_m - jq_m) \times \times (R_m + jX_m).$$

Разделяя действительные и мнимые величины этого уравнения, напишем:

$$\left.\begin{aligned} P_{A1} &= G_\Sigma \Sigma (p_m R_m + q_m X_m) + \\ &+ B_\Sigma \Sigma (p_m X_m - q_m R_m) \\ \text{и} \\ Q_{A1} &= -G_\Sigma \Sigma (p_m X_m - q_m R_m) + \\ &+ B_\Sigma \Sigma (p_m R_m + q_m X_m). \end{aligned}\right\}, \quad (9\text{-}5)$$

Аналогичные уравнения можно получить для мощностей, выходящих из питательного пункта A_2, и для токов, вытекающих из питательных пунктов, при нагрузках, заданных токами.

Формулы (9-5) имеют структуру

$$P = GM + BN \quad \text{и} \quad Q = -GN + BM.$$

Множитель при G в формуле активной мощности равен множителю при B в формуле реактивной мощности, а множитель при B в формуле активной мощности равен множителю при G в формуле реактивной мощности. Такая структура формул сокращает время, необходимое для определения распределения мощностей в сети.

Для проверки результатов расчета рекомендуется находить мощности, выходящие из обоих питательных пунктов. Сумма этих мощностей должна быть равна сумме нагрузок сети.

Зная S_1 и S_3 (рис. 9-5), найдем распределение мощностей во всей сети,

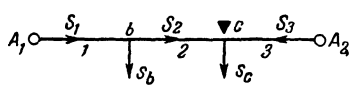


Рис. 9-5. Точка раздела мощностей на линии с двусторонним питанием.

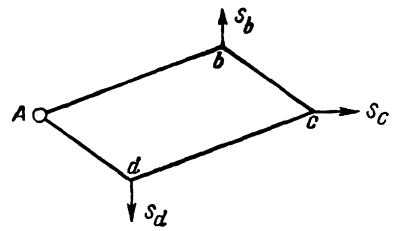


Рис. 9-6. Схема петлевой сети.

соблюдая баланс линейных нагрузок и нагрузок в точках приложения последних; например, для точки b

$$\dot{S}_2 = \dot{S}_1 - \dot{s}_b.$$

Точка сети, в которой нагрузка питается с двух сторон (точка c, рис. 9-5), называется точкой раздела мощностей или токораздела и обозначается на схеме сети знаком ▼. Иногда точки раздела активных и реактивных мощностей (токов) получаются в разных точках сети. Знак ▼ всегда ставится у точки раздела активных мощностей (токов).

Петлевая (кольцевая) сеть (рис. 9-6), в которой питательные пункты A_1 и A_2 (рис. 9-5) совмещены, рассчитывается так же, как и линия с двусторонним питанием.

9-3. ЛИНИИ С ДВУСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ ПРИ РАЗНЫХ НАПРЯЖЕНИЯХ ПИТАТЕЛЬНЫХ ПУНКТОВ

В некоторых случаях приходится рассматривать сети с двусторонним питанием при разных напряжениях питательных пунктов.

Предположим, что напряжение питательного пункта A_1 (рис. 9-7) составляет $\dot{U}_{A1}$, а напряжение пункта A_2—$\dot{U}_{A2}$. Распределение токов (мощностей) в сети найдем методом наложения, рассматривая сперва сеть с нагрузками при равных напряжениях питательных пунктов, а затем линию

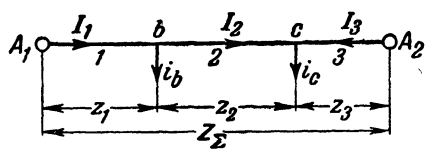


Рис. 9-7. Схема линии с двусторонним питанием.

A_1—A_2 без нагрузок, но при разных напряжениях питательных пунктов.

При равных по величине и совпадающих по фазе напряжениях питательных пунктов токи, выходящие из них, составят:

$$\left.\begin{aligned} \dot{I}_1' &= \frac{i_b(z_2+z_3)+i_c z_3}{Z_\Sigma}; \\ \dot{I}_3' &= \frac{i_b z_1 + i_c(z_1+z_2)}{Z_\Sigma}. \end{aligned}\right\} \quad (9\text{-}6)$$

Без нагрузок на линии и при разных напряжениях на питательных пунктах ток по линии A_1—A_2 определится равным:

$$\dot{I}_1'' = \frac{\dot{\mathcal{U}}_{A1} - \dot{\mathcal{U}}_{A2}}{Z_\Sigma} \quad \text{и} \quad \dot{I}_3'' = \frac{\dot{\mathcal{U}}_{A2} - \dot{\mathcal{U}}_{A1}}{Z_\Sigma},$$

где $\dot{\mathcal{U}}_{A1}$ и $\dot{\mathcal{U}}_{A2}$ — фазные напряжения питательных пунктов.

Ток $\dot{I}_1'' = -\dot{I}_3''$ называется уравнительным током.

Полные токи на головных участках сети

$$\left.\begin{aligned} \dot{I}_{A1} &= \dot{I}_1' + \dot{I}_1'' = \frac{\dot{\mathcal{U}}_{A1} - \dot{\mathcal{U}}_{A2}}{Z_\Sigma} + \\ &+ \frac{i_b(z_2+z_3)+i_c z_3}{Z_\Sigma}; \\ \dot{I}_{A2} &= \dot{I}_3' + \dot{I}_3'' = \frac{\dot{\mathcal{U}}_{A2} - \dot{\mathcal{U}}_{A1}}{Z_\Sigma} + \\ &+ \frac{i_b z_1 + i_c(z_1+z_2)}{Z_\Sigma}. \end{aligned}\right\} \quad (9\text{-}7)$$

Преобразуя полученные уравнения для случаев, когда нагрузки заданы мощностями, получаем

$$\left.\begin{aligned} \dot{S}_{A1} &= \frac{3(\dot{\mathcal{U}}_{A1} - \dot{\mathcal{U}}_{A2})\hat{\mathcal{U}}_{A1}}{Z_\Sigma} + \\ &+ \frac{\dot{s}_b(z_2+z_3)+\dot{s}_c z_3}{Z_\Sigma}; \\ \dot{S}_{A2} &= \frac{3(\dot{\mathcal{U}}_{A2} - \dot{\mathcal{U}}_{A1})\hat{\mathcal{U}}_{A2}}{Z_\Sigma} + \\ &+ \frac{\dot{s}_b z_1 + \dot{s}_c(z_1+z_2)}{Z_\Sigma}. \end{aligned}\right\} \quad (9\text{-}8)$$

В последних уравнениях умножением первых членов правой части на $\hat{\mathcal{U}}_{A1}$ и $\hat{\mathcal{U}}_{A2}$ находится фазная уравнительная мощность. Умножив на 3, получим уравнительную мощность, отнесенную ко всем тем фазам сети.

При расчетах сети без потерь мощности уравнительная мощность найдется по формуле

$$\dot{S}_{\text{ур}} = \frac{3(\dot{\mathcal{U}}_{A1} - \dot{\mathcal{U}}_{A2})\mathcal{U}_{\text{н}}}{Z_\Sigma} = -\frac{3(\dot{\mathcal{U}}_{A2} - \dot{\mathcal{U}}_{A1})\mathcal{U}_{\text{н}}}{Z_\Sigma}. \quad (9\text{-}9)$$

Замена действительных напряжений $\hat{\mathcal{U}}_{A1}$ и $\hat{\mathcal{U}}_{A2}$ номинальным напряжением $\mathcal{U}_{\text{н}}$ приводит к равенству уравнительных мощностей в точках A_1 и A_2 сети, что соответствует расчетам сети без потерь мощности.

9-4. ЧАСТНЫЕ СЛУЧАИ РАСЧЕТА ЛИНИЙ С ДВУСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

Рассмотрение частных случаев расчета линий с двусторонним питанием проведем для линий с равными напряжениями питательных пунктов. При разных напряжениях питательных пунктов на найденное распределение мощностей (токов) нужно наложить уравнительную мощность (уравнительный ток).

1. Однородная сеть. В однородной сети отношение активного и реактивного сопротивлений всех участков сети одинаково, т. е.

$$\frac{x_m}{r_m} = a = \text{const}.$$

Формулу (9-2) можно написать в виде:

$$\dot{S}_A = \frac{\Sigma \dot{s}_m Z_m}{Z_\Sigma} = \frac{\Sigma \dot{s}_m (R_m + jX_m)}{R_\Sigma + jX_\Sigma}.$$

Преобразуя ее, получаем:

$$\dot{S}_A = \frac{\Sigma \dot{s}_m \left(1 + j\frac{X_m}{R_m}\right) R_m}{\left(1 + j\frac{X_\Sigma}{R_\Sigma}\right) R_\Sigma} = \frac{\Sigma \dot{s}_m (1+ja) R_m}{(1+ja) R_\Sigma} = \frac{\Sigma \dot{s}_m R_m}{R_\Sigma},$$

или

$$\dot{S}_A = P_A - jQ_A = \frac{\Sigma(p_m - jq_m)R_m}{R_\Sigma} = \frac{\Sigma p_m R_m}{R_\Sigma} - j\frac{\Sigma q_m R_m}{R_\Sigma}. \quad (9\text{-}10)$$

В однородной сети, все участки которой выполнены проводами (кабелями) одного сечения с активным сопротивлением единицы длины r_0, распределение мощностей находится по длинам участков.

Выражая в (9-10) сопротивления через r_0 и длину соответствующего участка сети, имеем:

$$\dot{S}_A = P_A - jQ_A = \frac{\Sigma p_m r_0 L_m}{r_0 L_\Sigma} - j\frac{\Sigma q_m r_0 L_m}{r_0 L_\Sigma} = \frac{\Sigma p_m L_m}{L_\Sigma} - j\frac{\Sigma q_m L_m}{L_\Sigma}, \quad (9\text{-}11)$$

где L_Σ — длина всей линии.

Подобным же образом можно получить:

$$\dot{I}_A = I_{aA} - jI_{pA} = \frac{\Sigma i_{am} R_m}{R_\Sigma} - j\frac{\Sigma i_{pm} R_m}{R_\Sigma};$$

$$\dot{I}_A = I_{aA} - jI_{pA} = \frac{\Sigma i_{am} L_m}{L_\Sigma} - j\frac{\Sigma i_{pm} L_m}{L_\Sigma}.$$

Выведенные формулы показывают, что в однородных сетях распределение активных и реактивных мощностей (токов) не зависят друг от друга. Нахождение распределения в таких сетях упрощается. Рассчитываются как бы две независимые сети: одна — нагруженная только активными нагрузками и вторая — реактивными. Для каждой из них определяется распределение мощностей. Полные мощности на участках сети находятся суммированием проходящих по ним активных и реактивных мощностей. Такой расчетный прием уменьшает количество арифметических действий, необходимых для расчета сети.

Если все нагрузки однородной сети имеют одинаковый коэффициент мощности, то определяют распределение только активных или полных мощностей; зная $\cos\varphi$ нагрузок и распределение, например, активных мощностей, легко найти распределение в сети реактивных и полных мощностей.

Одно равенство сечений проводов на всех участках сети не позволяет считать сеть однородной. Нужно чтобы и реактивные сопротивления единицы длины линий на всех участках сети были также равными.

Сеть, один участок которой выполнен кабелем, а другой — воздушной линией, даже при равных сечениях проводов и жил кабелей из одного и того же металла, не будет однородной. Неоднородной будет и воздушная сеть, по всей длине которой подвешены одни и те же провода, но с неодинаковым среднегеометрическим расстоянием между ними на разных участках сети. В обоих случаях при равенстве активных сопротивлений единицы длины линии реактивные сопротивления разных участков сети, отнесенные к 1 *м* или 1 *км* длины линии, будут не равны.

Искусственными мерами сеть с неодинаковыми сечениями и расположениями проводов на разных участках можно сделать однородной. Достигается это последовательным включением конденсаторов в линии некоторых участков сети; сопротивления конденсаторных батарей берутся такими, чтобы отношения активного и реактивного сопротивлений отдельных участков сети стали одинаковыми. Теоретически однородности сети можно добиться включением в линии некоторых участков индуктивных сопротивлений. Экономически более целесообразно применение конденсаторов. Настройкой сети на однородную можно в некоторых случаях снизить потери мощности и энергии в ней и улучшить режим напряжения у потребителей (подробнее см. гл. 11).

2. Расчет сети без учета влияния реактивного сопротивления линии.

В этом случае (9-5)

$$P_A = G_\Sigma \Sigma(p_m R_m + q_m X_m) + B_\Sigma \Sigma(p_m X_m - q_m R_m);$$

$$Q_A = -G_\Sigma \Sigma(p_m X_m - q_m R_m) + R_\Sigma \Sigma(p_m R_m + q_m X_m),$$

ввиду того что

$$G_\Sigma = \frac{1}{R_\Sigma} \quad \text{и} \quad B_\Sigma = \frac{X_\Sigma}{R_\Sigma^2 + X_\Sigma^2} = 0,$$

получают вид:

$$P_A = \frac{\Sigma p_m R_m}{R_\Sigma} \quad \text{и} \quad Q_A = \frac{\Sigma q_m R_m}{R_\Sigma}; \quad (9\text{-}12)$$

$$I_{aA} = \frac{\Sigma i_{am} R_m}{R_\Sigma} \quad \text{и} \quad I_{pA} = \frac{\Sigma i_{pm} R_m}{R_\Sigma}.$$

Расчет таких сетей должен производиться, следовательно, так же, как и однородных.

9-5. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТЕЙ С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В СЕТИ

При приближенном методе расчета замкнутых сетей сначала находят линейные мощности $\dot{S}_1$, $\dot{S}_2$ и $\dot{S}_3$ (рис. 9-8) без учета потерь мощности в сети; по ним определяют потери мощности и полные мощности на отдельных участках сети[1].

В точке c раздела мощностей $\dot{S}_2$ и $\dot{S}_3$ соответствуют действительным мощностям $\dot{S}_2''$ и $\dot{S}_3''$ по концам участков *2* и *3* сети, поскольку их сумма равна $\dot{S}_c$.

Потери мощности на участке *2* составляют:

$$\Delta P_2 = \frac{(S_2'')^2}{U_c^2} r_2 \quad \text{и} \quad \Delta Q_2 = \frac{(S_2'')^2}{U_c^2} x_2.$$

Следовательно, мощность в начале этого участка будет

$$\dot{S}_2' = \dot{S}_2'' + (\Delta P_2 - j\Delta Q_2).$$

Мощность в конце участка *1*

$$\dot{S}_1'' = \dot{S}_2' + \dot{s}_b.$$

Потери мощности на участке *1*

$$\Delta P_1 = \frac{(S_1'')^2}{U_b^2} r_1 \quad \text{и} \quad \Delta Q_1 = \frac{(S_1'')^2}{U_b^2} x_1.$$

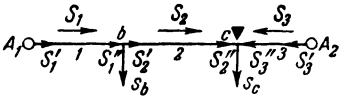


Рис. 9-8. Распределение мощностей в сети.

Суммируя потери мощности на участке *1* с мощностью в конце этого участка, находим мощность в начале участка *1*:

$$\dot{S}_1' = \dot{S}_1'' + (\Delta P_1 - j\Delta Q_1).$$

Поступая подобным образом, определяют мощности в конце и начале всех участков сети.

Напряжения в точке разряда мощностей и в других точках сети при нахождении распределения мощностей обычно неизвестны. Подсчет потерь мощности на участках сети поэтому производится не по действительным напряжениям U_b и U_c, а по номинальному напряжению сети. Это допущение вносит небольшие ошибки и потому приемлемо для большинства инженерных расчетов. Потери мощности составляют небольшую величину по сравнению с мощностью на участке, а номинальное напряжение сети отличается от действительных на несколько процентов .

9-6. ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ В ЗАМКНУТЫХ СЕТЯХ

Потери напряжения на любом участке замкнутой сети определяются по выведенным ранее формулам. При учете только продольной составляющей падения напряжения потеря напряжения равна:

$$\Delta U = \frac{Pr + Qx}{U}.$$

При расчетах сетей без потерь мощности под U понимается номинальное напряжение сети. При расчетах с учетом потерь мощности напряжение U должно быть взято в той же точке сети, в которой взяты мощности. Например, если P и Q—мощности в начале участка, то и U — напряжение в начале участка сети.

[1] Все сказанное в дальнейшем о распределении мощностей относится и к токам.

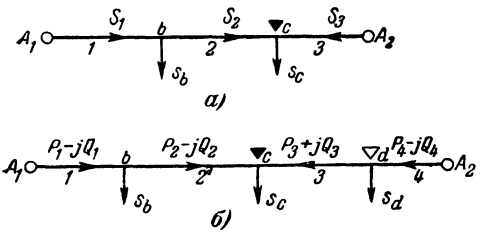


Рис. 9-9. Линия с двусторонним питанием.

В линиях с двусторонним питанием (рис. 9-9,*а*), у которых точки раздела активных и реактивных мощностей совпадают (точка *с*), эта точка и является точкой с низшим напряжением. При расчете без учета поперечной составляющей падения напряжения и потерь мощности и при равенстве напряжений питательных пунктов наибольшая потеря напряжения в сети на рис. 9-9,*а* составит:

$$\Delta U_c = \frac{P_3 r_3 + Q_3 x_3}{U_н} =$$

$$= \frac{P_1 r_1 + Q_1 x_1 + P_2 r_2 + Q_2 x_2}{U_н}.$$

При разных напряжениях питательных пунктов A_1 и A_2 потери напряжения от них до точки раздела мощностей будут неодинаковыми. Разность между ними равна разности напряжений питательных пунктов.

Когда точки раздела активных и реактивных мощностей не совпадают (рис. 9-9,*б*), для определения наибольшей потери напряжения нужно подсчитать потери напряжения до точки *с* раздела активных мощностей и до точки *d* раздела реактивных мощностей.

В замкнутых сетях с ответвлениями (рис. 9-10) низшее напряжение может оказаться и не в точке *d* раздела мощностей. При потере напряжения на участке *2*, большей, чем на участке *3* сети, низшее напряжение будет в точке *с*. В сетях с ответвлениями точка раздела мощностей определяет точку с низшим напряжением только на магистральной линии A_1A_2, но не во всей сети. В некоторых случаях и для линий с ответвлениями низшее напряжение может оказаться в точке раздела мощностей. Установить, до какой точки сети потеря напряжения будет наибольшей, можно только сравнительными расчетами.

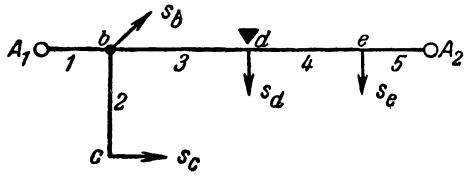


Рис. 9-10. Сеть с ответвлениями от магистрали с двусторонним питанием.

Пример 9-1. Найти распределение мощностей и наибольшую потерю напряжения в местной сети, схема которой изображена на рис. 9-11,*а*. Магистраль A_1A_2 выполнена воздушной линией с алюминиевыми проводами А-50, подвешенными со среднегеометрическим расстоянием 100 *см*. К нагрузке *с* проложена воздушная линия с проводами А-35, расположенными в вершинах равностороннего треугольника со стороной 1 *м*. Нагрузки в киловаттах и киловольт-амперах реактивных и длины отдельных участков сети в километрах (подчеркнутые цифры) даны на схеме сети.

Напряжения питательных пунктов A_1 и A_2 равны по величине и совпадают по фазе. Номинальное напряжение сети 10 *кв*.

Поскольку магистраль A_1A_2 выполнена вдоль всей длины проводами одного сечения, которые подвешены с одинаковым среднегеометрическим расстоянием, распределение мощностей можно найти по (9-10):

$$\dot{S}_A = \frac{\Sigma \dot{s}_m L_m}{L_\Sigma}.$$

Мощность, выходящая из питательного пункта A_1,

$$\dot{S}_{A1} =$$

$$= \frac{(1\,500 - j1\,200)\cdot 3 + (500 - j300 + 800 - j600)\cdot 5}{7} =$$

$$= 1\,570 - j1\,160 \text{ ква}.$$

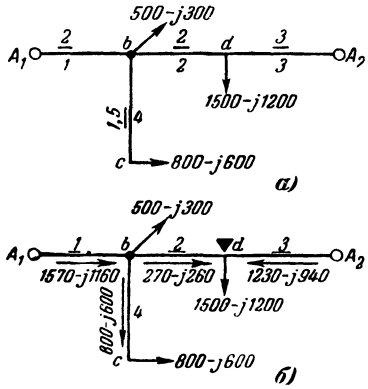


Рис. 9-11. Схема местной воздушной сети 10 *кв*.

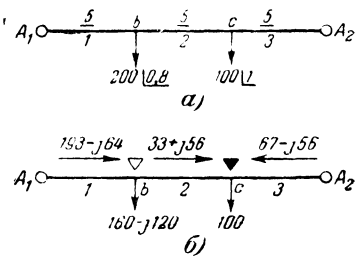


Рис. 9-12. Линия местной сети с двусторонним питанием.

Мощность из питательного пункта A_2

$$\dot{S}_{A2} = \frac{(500-j300+800-j600)\cdot 2+(1\,500-j1\,200)\cdot 4}{7} =$$

$$= 1\,230 - j940 \ \textit{ква}.$$

Проверка результатов расчета:

$$\dot{S}_{A1} + \dot{S}_{A2} = \dot{S}_c + \dot{S}_b + \dot{S}_d;$$

$$\dot{S}_{A1} + \dot{S}_{A2} = 2\,800 - j\,2\,100 \ \textit{ква};$$

$$\dot{S}_c + \dot{S}_b + \dot{S}_d = 2\,800 - j2\,100 \ \textit{ква}.$$

Мощность на участке *2* сети

$$\dot{S}_2 = \dot{S}_{A1} - \dot{s}_b - \dot{s}_c = (1\,570 - j1\,160) -$$
$$-(1\,300 - j900) = 270 - j260 \ \textit{ква}.$$

Найденное распределение мощностей нанесено на рис. 9-11,*б*. Раздел мощностей находится в точке *d*.

Наибольшая потеря напряжения будет до точки *c* сети; объясняется это тем, что по участку *4* протекает значительно бо́льшая мощность, чем по участку *2*, и тем, что сечение проводов на участке *4* меньше, чем на участке *2*. Длины же этих участков сети примерно одинаковы.

Сопротивления проводов:
провод А-50:

$$r_0 = 0{,}63 \ \textit{ом/км}; \ x_0 = 0{,}36 \ \textit{ом/км};$$

провод А-35:

$$r_0 = 0{,}91 \ \textit{ом/км}; \ x_0 = 0{,}37 \ \textit{ом/км}.$$

Потеря напряжения до точки *c*

$$\Delta U_c = \Delta U_1 + \Delta U_4;$$

$$\Delta U_c = \frac{\Sigma Pr + \Sigma Qx}{U_н} =$$

$$= \frac{1\,570\cdot 0{,}63\cdot 2 + 1\,160\cdot 0{,}36\cdot 2}{10} +$$

$$+ \frac{800\cdot 0{,}91\cdot 1{,}5 + 600\cdot 0{,}37\cdot 1{,}5}{10} = 423 \ \textit{в},$$

или $\Delta U_c\% = 4{,}23\%$.

Пример 9-2. Найти токораспределение и наибольшую потерю напряжения в сети, представленной на рис. 9-12,*а*. Участок *1* выполнен трехжильным кабелем с медными жилами сечением 70 *мм*^{2}, участки *2* и *3* — воздушными линиями с тем же сечением проводов. Нагрузки на схеме сети даны в амперах, а длины — в километрах.

Примем реактивное сопротивление воздушной линии равным 0,4 *ом/км*, кабельной — нулю; активное сопротивление всех участков линии 0,28 *ом/км*.

Сопротивления отдельных участков сети:

$$r_1 = r_2 = r_3 = 1{,}4 \ \textit{ом};$$

$$x_2 = x_3 = 2{,}0 \ \textit{ом}; \ x_1 = 0.$$

Сопротивление всей линии

$$R_\Sigma = 4{,}2 \ \textit{ом}; \ X_\Sigma = 4 \ \textit{ом}.$$

Токораспределение в сети найдем по (9-5), для чего определим активную и реактивную проводимости линии A_1A_2.

Активная проводимость линии

$$G_\Sigma = \frac{R_\Sigma}{R_\Sigma^2 + X_\Sigma^2} =$$

$$= \frac{4{,}2}{4{,}2^2 + 4^2} = 0{,}125 \ \frac{1}{\textit{ом}};$$

реактивная проводимость линии

$$B_\Sigma = \frac{X_\Sigma}{R_\Sigma^2 + X_\Sigma^2} =$$

$$= \frac{4}{4{,}2^2 + 4^2} = 0{,}119 \ \frac{1}{\textit{ом}}.$$

Активная составляющая тока, выходящая из питательного пункта A_1,

$$I_{a1} = G_\Sigma\Sigma(i_{am}R_m + i_{pm}X_m) +$$
$$+ B_\Sigma\Sigma(i_{am}X_m - i_{pm}R_m) =$$
$$= 0{,}125\,(200\cdot 0{,}8\cdot 2{,}8 + 100\cdot 1{,}4 +$$
$$+ 200\cdot 0{,}6\cdot 4 + 0\cdot 2) + 0{,}119\,(200\cdot 0{,}8\cdot 4 +$$
$$+ 100\cdot 2 - 200\cdot 0{,}6\cdot 2{,}8 - 0\cdot 1{,}4) = 194 \ \textit{а}.$$

Реактивная составляющая тока

$$I_{p1} = -G_\Sigma\Sigma(i_{am}X_m - i_{pm}R_m) +$$
$$+ B_\Sigma\Sigma(i_{am}R_m + i_{pm}X_m) =$$
$$= -0{,}125\,(200\cdot 0{,}8\cdot 4 + 100\cdot 2 -$$
$$- 200\cdot 0{,}6\cdot 2{,}8 - 0\cdot 1{,}4) + 0{,}119\,(200\cdot 0{,}8\cdot 2{,}8 +$$
$$+ 100\cdot 1{,}4 + 200\cdot 0{,}6\cdot 4 + 0\cdot 2) = 64 \ \textit{а}.$$

Полный ток из пункта A_1

$$\dot{I}_1 = 194 - j64 \ \textit{а}$$

является отстающим по фазе от напряжения. Подобным же образом найдем:

$$\dot{I}_3 = 67 - j56 \ \textit{а}.$$

Проверка показывает:

$$\dot{I}_1 + \dot{I}_3 = i_b + i_c;$$

$$\dot{I}_1 + \dot{I}_3 = 194 - j64 + 67 - j56 =$$
$$= 261 - j120 \ \textit{а};$$

$$i_b + i_c = 260 - j120 \ \textit{а},$$

что активный ток подсчитан не совсем точно. Однако неточность столь незначительна, что ею можно пренебречь.

Примем $\dot{I}_1 = 193 - j64$ *а*.

Полученное токораспределение нанесено на схеме сети (см. рис. 9-12,*б*).

Токораздел активных токов получился в точке *с*, а реактивных — в точке *b*. Ввиду этого наибольшая потеря напряжения не может быть определена сразу.

Потеря напряжения до точки *с*

$$\Delta U_c = \sqrt{3}(I_{a3} r_3 + I_{p3} x_3) =$$

$$= \sqrt{3}(67 \cdot 1{,}4 + 56 \cdot 2) = 344 \text{ в}.$$

Потеря напряжения до точки *b*

$$\Delta U_b = \Delta U_c + \Delta U_2 =$$

$$= 344 + \sqrt{3}(-33 \cdot 1{,}4 + 56 \cdot 2) = 447 \text{ в},$$

что при напряжении сети 6 *кв* составляет 7,5%.

Тот же результат получится, если подсчитать потери напряжения по току на участке *1*.

Низшее напряжение в сети — в точке *b*, являющейся точкой раздела реактивных токов.

Предположим теперь, что фазное напряжение в точке A_1 будет выше фазного напряжения в точке A_2 на 200 *в* при совпадении их по фазе.

В этом случае на найденное распределение токов наложится уравнительный ток, равный:

$$\dot{I}_{ур} = \frac{\dot{U}_{A1} - \dot{U}_{A2}}{Z_\Sigma} = \frac{200}{4{,}2 + j4} = 25 - j23{,}8 \text{ а},$$

направленный от пункта A_1 к пункту A_2.

Пример 10-3. Найти токораспределение в петлевой сети (см. рис. 9-13,*а*). Участок *1* выполнен кабелем с сечением медных жил 35 *мм*², а участок *2* — воздушной линией с проводами М-35. Нагрузка в амперах и длины участков сети в километрах приведены на схеме сети. Коэффициент мощности нагрузки равен 1. Активное сопротивление кабеля и воздушной линии 0,54 *ом/км*; реактивное сопротивление воздушной линии 0,36 *ом/км*.

Токи на участках *1* и *2* сети

$$\dot{I}_1 = 100 \frac{(0{,}54 + j0{,}36) \cdot 2}{0{,}54 \cdot 4 + j0{,}36 \cdot 2} =$$

$$= 100 \frac{(0{,}54 + j0{,}36)(0{,}54 \cdot 2 - j0{,}36)}{1{,}08^2 + 0{,}36^2} =$$

$$= 55 + j15 \text{ а};$$

$$\dot{I}_2 = 100 \frac{0{,}54 \cdot 2}{0{,}54 \cdot 4 + j0{,}36 \cdot 2} = 45 - j15 \text{ а}.$$

Проверка:

$$\dot{I}_1 + \dot{I}_2 = (55 - j15) + (45 + j15) = 100 \text{ а}.$$

Найденное распределение токов нанесено на схеме рис. 9-13,*б*. Обратим внимание на то, что при чисто активной нагрузке по сети протекает не только активный, но и реактивный ток. По сети протекает круговой ток 15 *а*.

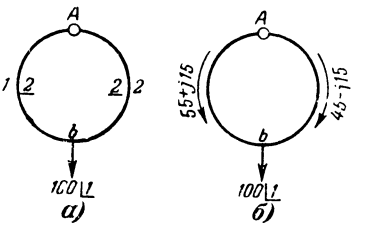


Рис. 9-13. Схема петлевой сети.

Полученный результат объясняется следующим:

1. При чисто активных сопротивлениях участков *1* и *2* (рис. 9-13,*а*) и активной нагрузке токи $\dot{I}_1$ и $\dot{I}_2$ получатся чисто активными. Распределение токов $\dot{I}_1$ и $\dot{I}_2$ будет таким, что падения напряжения на обоих участках сети будут равны.

2. При чисто реактивных сопротивлениях участков *1* и *2* и активной нагрузке токи $\dot{I}_1$ и $\dot{I}_2$ будут чисто активными. Падения напряжения на обоих участках сети, равные э. д. с. самоиндукции на них, также будут равны.

3. Если участок *1* имеет только активное, а участок *2* — активное и реактивное сопротивления, то в контуре имеется неуравновешенная э. д. с. самоиндукции участка *2* сети, которая вызывает круговой ток, в результате чего падения напряжения на обоих участках сети становятся одинаковыми.

9-7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ЛИНИЙ С ДВУСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

Определение сечений проводов линий с двусторонним питанием по допускаемой потере напряжения должно производиться, исходя из нормального и аварийных режимов работы сети. Неучет аварийного состояния сети может привести к тому, что капитальные затраты, произведенные на устройства замкнутой сети, окажутся неоправданными.

Идея создания замкнутых сетей (рис. 9-14) заключается в том, чтобы в случае повреждения:

1) питательного пункта A_1 или A_2;

2) питательной линии к пункту A_1 или A_2;

3) участка сети *1*, или *2*, или *3*, или *4* — сохранить электроснабжение потребителей или свести перерыв в подаче им энергии к возможно меньшему промежутку времени.

Предположим, что питательный пункт A_2 (рис. 9-14,*а*) по каким-либо причинам вышел из работы. Сеть перейдет на режим работы по схеме, показанной на рис. 9-14,*б*, т. е. на одно-

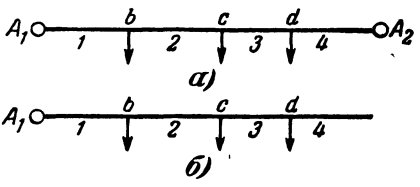


Рис. 9-14. Схемы нормального и аварийного режимов работы линии с двусторонним питанием.

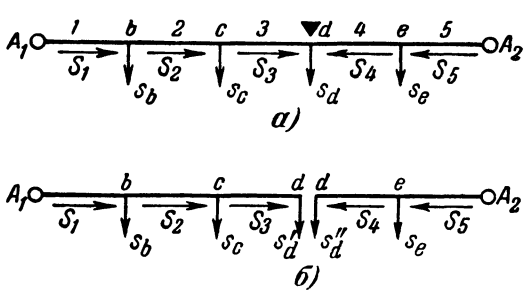


Рис. 9-15. Разрезание замкнутой сети для определения сечений проводов.

стороннее питание. Потеря напряжения в сети значительно увеличится. Например, для линии с равномерно распределенной нагрузкой вдоль всей ее длины потеря напряжения при одностороннем питании увеличится в 4 раза по сравнению с нормальным режимом.

Если при расчете сети в нормальном режиме работы допущена большая потеря напряжения, то в аварийном режиме часть потребителей получит электроэнергию при столь низком напряжении, что практически не сможет использовать ее. Тот же результат получится, если сеть на рис. 9-14,*а* выполнить линиями с односторонним питанием, не прокладывая участка *2* или *3* сети. Неучет аварийного режима работы сети, следовательно, привел бы к тому, что добавочные средства, вложенные на устройство сети с двусторонним питаним, оказались бы истраченными без пользы.

Аварийное состояние сети продолжается короткое время, и потому при расчетах сетей в этом режиме допускается бóльшая потеря напряжения, чем при нормальном состоянии сети. По «Правилам устройства», например, наибольшее снижение напряжения на зажимах электроприемников в жилых домах при нормальном режиме работы сети допускается —5%, а при аварийном режиме это снижение может быть —12,5%.

Изучение вопроса выбора сечений проводов линий с двусторонним питанием проведем отдельно для линий, питающих большое количество нагрузок, и для линий с небольшим числом нагрузок, так как методика подбора сечений для этих двух типов сетей различна.

1. Линии с большим количеством нагрузок, находящихся на небольших расстояниях друг от друга — линии, проложенные по улицам городов, поселков и т. п., питающие бытовые нагрузки. Простейший вид подобной сети показан на рис. 9-15,*а*.

Линии с большим числом нагрузок, расположенных близко друг от друга, целесообразно выполнять проводами одного сечения вдоль всей их длины.

В сетях, питающих бытовые нагрузки, при нормальном режиме работы допускается потеря напряжения 3—4%. Если даже предположить, что нагрузка является равномерно распределенной, то в аварийном режиме при одинаковом сечении проводов вдоль всей линии потеря напряжения будет в 4 раза большей и составит 12—15%, т. е. дойдет до предела допускаемых величин. При неравномерном распределении нагрузок вдоль линии выпадение питательного пункта, находящегося ближе к центру нагрузок, приведет к еще большей потере напряжения. Если же линия A_1A_2 выполнена проводами разных сечений, уменьшающимися от питательных пунктов к точке раздела мощностей (точка *d*), то в аварийном режиме (например, при выходе из работы пункта A_1) получится недопустимая потеря напряжения.

Монтаж линии проводами одного сечения при малых расстояниях между нагрузками проще, чем при проводах разных сечений. Стоимость сети с одним сечением проводов вдоль всей линии получается меньшей, чем с проводами разных сечений на отдельных участках сети.

Принимая одинаковое сечение проводов вдоль всей линии, найдем распределение мощностей по (9-11), в которую входят длины участков, а не сопротивления проводов. После этого разрежем сеть в точке *d* раздела мощностей (рис. 9-15,*б*) и приложим к кон-

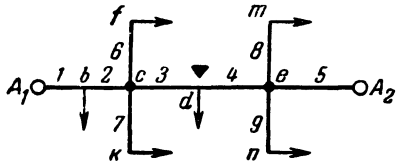


Рис. 9-16. Замкнутая сеть с ответвлениями.

цам полученных разомкнутых линий нагрузки, равные линейным мощностям на прилегающих к этой точке участках линии, т. е.

$$\dot{s}'_d = \dot{S}_3 \quad \text{и} \quad \dot{s}''_d = \dot{S}_4,$$

которые в сумме равны действительной нагрузке в этой точке:

$$\dot{s}'_d + \dot{s}''_d = \dot{s}_d.$$

Мощности, проходящие на всех участках разрезанной и неразрезанной сетей, будут одними и теми же. Требуемое сечение проводов для сети (рис. 9-15,*б*) найдется по формуле для магистральных сетей с односторонним питанием.

Аналогично находится сечение проводов линии с двусторонним питанием с ответвлениями *6*, *7*, *8* и *9* (рис. 9-16), расположенными на достаточно большом расстоянии от точки раздела мощностей.

Найдем распределение мощностей в сети, предполагая, что магистраль A_1A_2 выполняется проводами одного сечения; раздел мощностей оказался в точке *d*. Определив сечение проводов магистрали и округлив его до ближайшего большего стандартного сечения, подсчитаем потери напряжения ΔU_e и ΔU_c до точек *e* и *c* сети. Потеря напряжения до точек *f*, *k*, *m* и *n* также не должна быть больше допускаемой потери напряжения $\Delta U_д$ в сети. Следовательно, в ответвлениях *6* и *7* можно допустить потерю напряжения

$$\Delta U_6 = \Delta U_7 = \Delta U_д - \Delta U_c,$$

а в ответвлениях *8* и *9*

$$\Delta U_8 = \Delta U_9 = \Delta U_д - \Delta U_e.$$

По найденным величинам допускаемых потерь напряжения в ответвлениях определяются сечения проводов.

2. Линии с небольшим числом нагрузок, расположенными далеко друг от друга. На отдельных участках таких линий, имеющих большую длину (несколько сотен метров и более), подвешиваются провода разных сечений.

На головных участках сети *1* и *4* (рис. 9-17) берут провода большего сечения, чем на участках около точки раздела мощностей. Иногда оказывается экономически целесообразным соорудить головные участки двухцепными (две линии), имея на всех остальных участках одноцепные линии. Эти вопросы решаются при выборе сечения проводов с учетом работы сети и в аварийных режимах.

Познакомимся с общим принципом расчета, который кладется в основу выбора сечения проводов в замкнутых сетях [Л. 29]. Сечение проводов линии с одной нагрузкой определяется по формуле

$$F = \frac{Pl}{\gamma U_н \Delta U'_д};$$

где

$$\Delta U'_д = \Delta U_д - \Delta U''_д,$$

$\Delta U'_д$ — часть продольной составляющей падения напряжения, определяемая активным сопротивлением линии;

$\Delta U_д$ — допускаемая потеря напряжения;

$\Delta U''_д$ — часть продольной составляющей падения напряжения, определяемая реактивным сопротивлением линии.

Объем металла, пропорциональный его весу, при длине линии l

$$V = 3Fl = \frac{3Pl^2}{\gamma U_н \Delta U'_д}. \qquad (9\text{-}13)$$

Из (9-13) следует, что расход металла на линию пропорционален второй степени ее длины. Это соотношение показывает большое влияние длины пути питания нагрузки на расход цветного металла на линию. Необходимо стремиться, чтобы каждая нагрузка питалась по возможно более короткому пути.

Используя этот принцип, можно подойти к определению сечений проводов линий с двусторонним питанием.

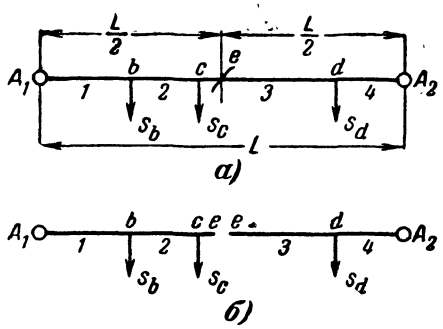


Рис. 9-17. Разрезание линии с двусторонним питанием для определения сечения проводов.

Наметим на линии A_1A_2 (рис. 9-17,*а*) точку *е*, которая делит линию пополам. Наименьший расход металла на сеть будет, если сечения проводов на отдельных участках линии A_1A_2 подобраны так, что все нагрузки, лежащие влево от точки *е*, будут питаться от пункта A_1, а все нагрузки, находящиеся справа, — от пункта A_2. При соблюдении этого условия каждая нагрузка получает энергию по кратчайшему пути; по участку *3* в нормальном режиме работы мощность протекать не будет.

Разрежем сеть в точке *е* (рис. 9-17,*б*). Получаются две магистральные линии: A_1e и A_2e с односторонним питанием. По допускаемой потере напряжения найдем сечения проводов отдельных участков линий A_1e и A_2e. Поскольку на участке *3* мощность не протекает, сечение проводов этого участка можно взять, например, равным наименьшему из сечений, получившихся при расчете линий A_1e и A_2e.

После этих операций разомкнутые линии A_1e и A_2e соединяют в линию с двусторонним питанием и производят проверку правильности выбора сечений проводов. При намеченных сечениях проводов находят распределение мощностей в сети и наибольшую потерю напряжения. Последняя не должна превосходить допускаемой потери напряжения. Если все предварительные операции были произведены правильно, то потеря напряжения в сети в нормальном режиме работы должна получиться равной или несколько меньше допускаемой.

Следующий этап расчета — проверка сети по аварийному режиму. Предполагается выпадение из работы одного из питательных пунктов, A_1 или A_2 (поочередно), и находится потеря напряжения в сети. Если и в этих режимах потеря напряжения не выходит за пределы допускаемых величин, то расчет сети можно считать законченным. В тех случаях, когда при одном или обоих аварийных режимах потери напряжения получаются выше допускаемых, необходимо изменить выбранные сечения проводов. Эти изменения могут быть осуществлены увеличением сечения проводов или прокладкой двухцепных (параллельных) линий на отдельных участках сети. В ряде случаев экономически целесообразнее применить специальные меры регулирования напряжения в сети (см. гл. 12), а не увеличивать сечения проводов или число цепей на головных участках сети.

Наиболее целесообразный вариант выполнения сети устанавливается сравнением ряда вариантов по технико-экономическим показателям.

Отметим, что на линиях районного значения сечения проводов обычно определяются не допускаемыми потерями напряжения, а потерями энергии. Для получения нужных напряжений применяются специальные средства регулирования напряжения сети.

Пример 9-4. Определить сечения проводов сети 10 *кв* (рис. 9-18,*а*), допуская потерю напряжения в нормальном режиме 7%, а в аварийном 14%. Сеть предположено выполнить воздушными линиями с медными проводами, расположенными в вершинах равностороннего треугольника со стороной 1 *м*. Нагрузки в мегаваттах и мегавольт-амперах реактивных и расстояния в километрах даны на схеме сети. Продолжительность использования наибольших нагрузок 2 800 *ч/год*.

Нагрузка s_b ближе к питательному пункту A_1; наименьший расход металла будет, если она получит электроэнергию от этого пункта. По тем же соображениям нагрузка s_c должна питаться нормально от пункта A_2.

Разрежем сеть между точками *b* и *c* и найдем сечения проводов, задаваясь потерей напряжения до точек *b* и *c*, равной допускаемой:

$$\Delta U_д = 0{,}07 \cdot 10 = 0{,}7 \ кв.$$

Примем для предварительных расчетов реактивное сопротивление линии $x_0 = 0{,}37$ *ом/км*. Часть продольной составляющей падения напряжения, определяемая реактивным сопротивлением, на участке *1* будет:

$$\Delta U_1'' = \frac{Qx}{U} = \frac{1 \cdot 0{,}37 \cdot 8}{10} = 0{,}296 \ кв.$$

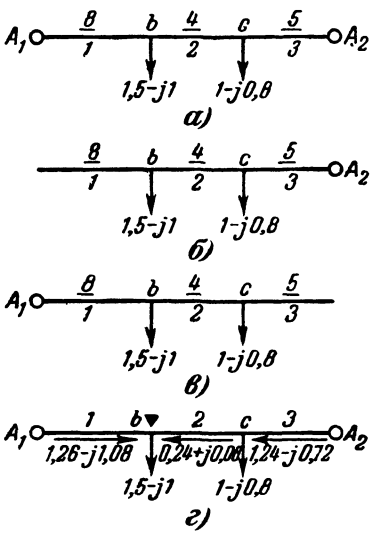


Рис. 9-18. Расчетные схемы местной сети 10 *кв*.

Допускаемая потеря напряжения в активном сопротивлении составит:

$$\Delta U_1' = \Delta U_д - \Delta U_1'' =$$

$$= 0,7 - 0,296 = 0,404 \text{ кв}.$$

Сечение провода на участке *1* определится равным:

$$F_1 = \frac{\rho}{U_н \Delta U_1'} \Sigma p_m L_m =$$

$$= \frac{18,8 \cdot 1,5 \cdot 8}{10 \cdot 0,404} = 55,9 \text{ мм}^2.$$

Прежде чем решать вопрос о сечении провода на этом участке, произведем аналогичные расчеты для участка *3* сети.

Потеря напряжения в реактивном сопротивлении линии *3*

$$\Delta U_3'' = \frac{0,8 \cdot 0,37 \cdot 5}{10} = 0,148 \text{ кв}.$$

Допускаемая потеря напряжения в активном сопротивлении линии *3*, составит:

$$\Delta U_3' = 0,7 - 0,148 = 0,552 \text{ кв}.$$

Сечение провода на участке *3*

$$F_3 = \frac{18,8 \cdot 1 \cdot 5}{10 \cdot 0,522} = 17 \text{ мм}^2.$$

Принять на участке *1* провод М-50, а на участке *3* провод М-16 нельзя. В этом случае из-за округления сечений на обоих участках в меньшую сторону потеря напряжения до точек *b* и *c* будет выше допускаемой. На одном участке следует увеличить сечение проводов по сравнению с найденным теоретическим сечением. Целесообразнее увеличить сечение проводов на участке *3* до 25 *мм*², чем на участке *1* до 70 *мм*², так как это потребует меньшего расхода металла.

Увеличение сечения проводов на участке *3* позволяет считать, что при замыкании сети потеря напряжения до точки *b* не выйдет за пределы допускаемой. В дальнейшем это предположение следует уточнить.

Проверим выбранные сечения проводов при аварийных режимах работы сети, т. е. при выпадениях из работы участков *1* или *3*.

Для этого сперва найдем наименьшие сечения проводов из условия допускаемого нагрева.

Наибольший ток, проходящий на участке *2*, будет при выпадении участка *1* (рис. 9-18,*б*):

$$I_2 = \frac{\sqrt{1\,500^2 + 1\,000^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 104 \text{ а}.$$

Принимая температуру окружающего воздуха + 25° С, найдем (см. приложение), что наименьшее сечение медного провода на этом участке может быть взято 16 *мм*²; считаем предварительно, что на участке *2* будет подвешен провод М-16.

По участкам *1* и *3* в аварийных режимах проходит ток

$$I_1 = I_3 = \frac{\sqrt{2\,500^2 + 1\,800^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 178 \text{ а}.$$

Выбранные по потере напряжения сечения проводов М-50 и М-25 на участках *1* и *3* допускают по нагреву токи 270 и 180 *а*, т. е. большие, чем аварийный ток, и потому могут быть приняты для дальнейших расчетов.

Потеря напряжения до точки *c* при выпадении из работы участка *3* сети (рис. 9-18,*б*).

Сопротивления 1 *км* линии:

на участке *1* — провод М-50;

$$r_0 = 0,39 \text{ ом/км}; \; x_0 = 0,36 \text{ ом/км};$$

на участке *2* — провод М-16;

$$r_0 = 1,2 \text{ ом/км}; \; x_0 = 0,415 \text{ ом/км}.$$

Потеря напряжения в процентах

$$\Delta U_c\% = \Delta U_1\% + \Delta U_2\% =$$

$$= \left(\frac{2,5 \cdot 0,39 \cdot 8 + 1,8 \cdot 0,36 \cdot 8}{10^2} + \right.$$

$$\left. + \frac{1 \cdot 1,20 \cdot 4 + 0,8 \cdot 0,415 \cdot 4}{10^2} \right) \cdot 100 =$$

$$= 13 + 6,13 = 19,13\%.$$

Произведенный расчет показывает, что сделанное ранее предположение о подвеске на участке *1* провода М-50 неправильно. При этом сечении провода в случае выпадения из работы участка *3* до точки *b* получается потеря напряжения 13% при допускаемой потере напряжения 14% до точки *c*; следовательно, до точки *c* получить 14% можно только при очень большом сечении провода на участке *2*. Поскольку это нецелесообразно, нужно взять на участке *1* провод М-70.

Для этого провода $r_0 = 0,28$ *ом/км* и $x_0 = 0,34$ *ом/км*.

Потеря напряжения на участке *1* при проводе М-70

$$\Delta U_1 = \frac{2{,}5 \cdot 0{,}28 \cdot 8 + 1{,}8 \cdot 0{,}34 \cdot 8}{10} =$$

$$= 1{,}05 \text{ кв, или } 10{,}5\%.$$

На участке *2* можно допустить потерю напряжения

$$\Delta U_2 = 1{,}4 - 1{,}05 = 0{,}35 \text{ кв}.$$

Принимая реактивное сопротивление 1 *км* участка 0,4 *ом*, найдем, что потеря напряжения в реактивном сопротивлении линии на участке *2* составит:

$$\Delta U_2'' = \frac{0{,}8 \cdot 0{,}4 \cdot 4}{10} = 0{,}128 \text{ кв}.$$

В активном сопротивлении линии на этом участке можно, следовательно, потерять

$$\Delta U_2' = 0{,}35 - 0{,}128 = 0{,}222 \text{ кв}.$$

Необходимое сечение провода на участке *2*

$$F_2 = \frac{18{,}8 \cdot 1 \cdot 4}{10 \cdot 0{,}222} = 34 \text{ мм}^2 \approx 35 \text{ мм}^2.$$

Принимая это сечение провода, проведем окончательную проверку потери напряжения до точки *c* при выпадении из работы участка *3* сети.

В активном сопротивлении линии можно потерять

$$\Delta U_3' = 0{,}932 - 0{,}324 = 0{,}608 \text{ кв}.$$

Необходимое сечение провода

$$F_3 = \frac{18{,}8 \cdot 2{,}5 \cdot 5}{10 \cdot 0{,}608} = 38{,}1 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, и на участке *3* по условиям аварийного режима работы сети провод должен быть взят большего сечения, чем по условиям нормального режима. Возьмем на этом участке провод М-35; потеря напряжения до точки *b* при выходе из работы участка *1* составит 14,6%. Учитывая, что увеличение сечения провода до 50 *мм*^{2} на участке *3* вызовет значительное удорожание сети, считаем возможным оставить на этом участке провод М-35 и иметь при выходе из работы участка *1* потерю напряжения, на 0,6% бо́льшую, чем допускаемая. Столь небольшое добавочное снижение напряжения в аварийном режиме не может существенно сказаться на работе электроприемников. Вероятность аварийного выхода из работы участка *3* сети может быть оценена около 1 раза в 7 лет (см. гл. 13).

Для определения потери напряжения в нормальном режиме (см. рис. 9-18,*а*) найдем распределение мощностей в сети.

Мощность, выходящая из питательного пункта A_1,

$$\dot{S}_1 = \frac{(1 - j0{,}8)(0{,}54 \cdot 5 + j0{,}36 \cdot 5) + (1{,}5 - j1{,}0)(0{,}54 \cdot 9 + j0{,}36 \cdot 9)}{(0{,}54 \cdot 9 + j0{,}36 \cdot 9) + (0{,}28 \cdot 8 + j0{,}34 \cdot 8)} = 1{,}26 - j1{,}08 \text{ Мва}.$$

Сопротивление провода М-35:

$$r_0 = 0{,}54 \text{ ом/км}; \; x_0 = 0{,}36 \text{ ом/км}.$$

Потеря напряжения в процентах

$$\Delta U_c\% = \frac{2{,}5 \cdot 0{,}28 \cdot 8 + 1{,}8 \cdot 0{,}34 \cdot 8 + 1 \cdot 0{,}54 \cdot 4 + 0{,}8 \cdot 0{,}36 \cdot 4}{10^2} \times$$

$$\times 100 = 13{,}8\%,$$

т. е. несколько меньше допускаемой.

Для определения сечения провода на участке *3* при выходе из работы участка *1* сети (рис. 9-18,*б*) найдем сперва потерю напряжения на участке *2* при выбранном проводе М-35:

$$\Delta U_2 = \frac{1{,}5 \cdot 0{,}54 \cdot 4 + 1 \cdot 0{,}36 \cdot 4}{10} = 0{,}468 \text{ кв}.$$

Допускаемая потеря напряжения на участке *3* составит, следовательно:

$$\Delta U_3 = 1{,}4 - 0{,}468 = 0{,}932 \text{ кв}.$$

Задаваясь реактивным сопротивлением участка *3*, равным 0,36 *ом/км*, получим, что потеря напряжения в реактивном сопротивлении на этом участке составит:

$$\Delta U_3'' = \frac{1{,}8 \cdot 0{,}36 \cdot 5}{10} = 0{,}324 \text{ кв}.$$

Аналогично находим:

$$\dot{S}_2 = 1{,}24 - j0{,}72 \text{ Мва}.$$

Найденное распределение мощностей показано на схеме сети на рис. 9-18,*г*. Раздел активных мощностей получился в точке *b*, а реактивных — в точке *c*.

В данном случае очевидно без расчетов, что наибольшая потеря напряжения будет до точки *b*.

На участке *2* активная мощность и активное сопротивление больше, чем реактивная мощность и сопротивление. Следовательно, потеря напряжения в активном сопротивлении от точки *b* до точки *c* не будет скомпенсирована повышением напряжения от реактивной мощности в реактивном сопротивлении участка *2*.

Потеря напряжения в процентах до точки *b* составит:

$$\Delta U_b\% = \frac{1{,}26 \cdot 0{,}28 \cdot 8 + 1{,}08 \cdot 0{,}34 \cdot 8}{10^2} \cdot 100 =$$

$$= 5{,}76\%,$$

т. е. меньше допускаемой потери напряжения в сети.

По экономической плотности тока нужно было бы выбрать $F_1 = 35$ *мм*^{2} и $F_3 = 35$ *мм*^{2}. На участке сети *2* по условиям механической прочности линии нужно взять провод сечением не менее 10 *мм*^{2}. Из приведенного следует, что

сечения проводов проектируемой сети определяются допускаемой потерей напряжения. Отметим, что этот вывод сделан без технико-экономического анализа целесообразности применения специальных средств регулирования напряжения сети. Применение их позволило бы взять меньшие сечения проводов, но потребовало бы дополнительных капитальных вложений на средства регулирования напряжения. Технико-экономические расчеты позволили бы решить вопрос о том, что является целесообразным: увеличение сечения проводов или установка специальных средств регулирования напряжения сети.

9-8. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДА ПРЕОБРАЗОВАНИЯ СЕТЕЙ

Перейдем к изучению вопроса нахождения распределения мощностей в сложно-замкнутых сетях. Расчет таких сетей ведется методами теоретической электротехники, с учетом допущений и упрощений, указанных при рассмотрении радиальных, магистральных сетей и линий с двусторонним питанием.

Одним из целесообразных методов нахождения распределения мощностей в сложно-замкнутых сетях является метод преобразования (трансформации) сети. Идея этого метода заключается в том, что сеть постепенными преобразованиями приводится к линии с двусторонним питанием, в которой находится распределение мощностей. Затем развертыванием схемы сети определяется распределение мощностей в действительной сети.

Этот метод основан на некоторых теоретических положениях, которые и рассмотрим прежде, чем излагать сущность метода преобразования сети.

Положение 1. На любом участке сети, при расчете которой учитываются только активные сопротивления, провод с сечением F_1 можно заменить проводом с сечением F. Распределение мощности в сети и потери напряжения до отдельных точек ее при этом не изменяется. При замене провода с сечением F_1 длиной l_1 и сопротивлением R_1 проводом с сечением F длиной l и сопротивлением R электрическое состояние сети не изменится, если соблюдено условие $R_1=R$.

Выражая сопротивление через длину, сечение и проводимость, можно написать:

$$\frac{l_1}{\gamma F_1}=\frac{l}{\gamma F},$$

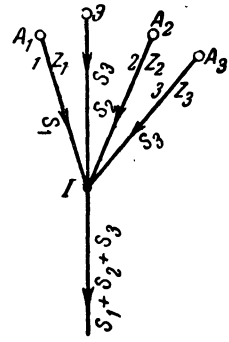


Рис. 9-19. Замена нескольких линий, сходящихся в узле, одной эквивалентной линией.

или

$$l=l_1\frac{F}{F_1}. \qquad (9\text{-}14)$$

При замене провода с сечением F_1 проводом с сечением F длина его должна быть изменена в отношении $F:F_1$.

Величина l называется приведенной длиной, а F — приведенным сечением.

Приведение сечений всех проводов к одному общему сечению производится для сокращения расчетов. За приведенное сечение принимается сечение, наиболее часто встречающееся в рассчитываемой сети.

Положение 2. Заменить линии *1, 2* и *3* (см. рис. 9-19) одной эквивалентной линией *ЭI* так, чтобы, напряжение в узле *I* в преобразованной и непреобразованной сетях было одинаково.

По эквивалентной линии *ЭI* должен проходить ток

$$\dot{I}_э=\dot{I}_1+\dot{I}_2+\dot{I}_3,$$

где $\dot{I}_1$, $\dot{I}_2$ и $\dot{I}_3$ — токи по линиям *1*, *2* и *3*.

Фазные напряжения питательных пунктов A_1, A_2 и A_3 неодинаковы и равны $\dot{U}_{A1}$, $\dot{U}_{A2}$ и $\dot{U}_{A3}$.

Поставленные условия преобразования сети соответствуют требованию неизменного состояния части сети, находящейся за узловой точкой *I*.

Обозначая проводимости линий *1*, *2* и *3* через Y_1, Y_2 и Y_3, а напряже-

ние в точке I — через $\dot{u}_I$, можно написать:

$$\left.\begin{aligned}(\dot{u}_{A1}-\dot{u}_I)\,Y_1&=\dot{I}_1;\\(\dot{u}_{A2}-\dot{u}_I)\,Y_2&=\dot{I}_2;\\(\dot{u}_{A3}-\dot{u}_I)\,Y_3&=\dot{I}_3.\end{aligned}\right\}\quad(9\text{-}15)$$

Принимая проводимость $Y_э$ эквивалентной линии $ЭI$ равной сумме проводимостей линий *1*, *2* и *3*:

$$Y_э=Y_1+Y_2+Y_3$$

и обозначая напряжение эквивалентного пункта $Э$ через $\dot{u}_э$, получаем:

$$(\dot{u}_э-\dot{u}_I)\,Y_э=\dot{I}_э=\dot{I}_1+\dot{I}_2+\dot{I}_3.\quad(9\text{-}16)$$

Подставив значения токов из (9-15), найдем:

$$\begin{aligned}(\dot{u}_э-\dot{u}_I)\,Y_э&=(\dot{u}_{A1}-\dot{u}_I)\,Y_1+\\&+(\dot{u}_{A2}-\dot{u}_I)\,Y_2+(\dot{u}_{A3}-\dot{u}_I)\,Y_3=\\&=\dot{u}_{A1}Y_1+\dot{u}_{A2}Y_2+\dot{u}_{A3}Y_3-\\&-\dot{u}_I(Y_1+Y_2+Y_3),\end{aligned}$$

откуда

$$\dot{u}_э=\frac{\dot{u}_{A1}Y_1+\dot{u}_{A2}Y_2+\dot{u}_{A3}Y_3}{Y_1+Y_2+Y_3}=\frac{\Sigma\dot{u}_{Am}Y_m}{Y_э}.\quad(9\text{-}17)$$

При наличии только двух линий, например *1* и *2*, (9-17) получает вид:

$$\dot{u}_э=\frac{\dot{u}_{A1}Y_1+\dot{u}_{A2}Y_2}{Y_1+Y_2}=\frac{\dot{u}_{A1}Z_2+\dot{u}_{A2}Z_1}{Z_1+Z_2}.\quad(9\text{-}18)$$

Выведенные формулы дают возможность найти эквивалентное напряжение питательного пункта $Э$.

При развертывании сети нужно по току $I_э$ найти токи, проходящие по линиям непреобразованной сети.

Представим (9-15) и (9-17) в виде:

$$\left.\begin{aligned}\dot{u}_{A1}-\dot{u}_I&=\frac{\dot{I}_1}{Y_1}=\dot{I}_1Z_1;\\\dot{u}_{A2}-\dot{u}_I&=\frac{\dot{I}_2}{Y_2}=\dot{I}_2Z_2;\\\dot{u}_{A3}-\dot{u}_I&=\frac{\dot{I}_3}{Y_3}=\dot{I}_3Z_3;\\\dot{u}_э-\dot{u}_I&=\frac{I_э}{Y_э}=I_эZ_э.\end{aligned}\right\}(9\text{-}19)$$

Известно, что при трех параллельных линиях

$$Z_э=\frac{Z_1Z_2Z_3}{Z_1Z_2+Z_1Z_3+Z_2Z_3}.$$

Более простые вычисления получаются при определении $Z_э$ по формуле

$$\frac{1}{Z_э}=\frac{1}{Z_1}+\frac{1}{Z_2}+\frac{1}{Z_3}.$$

При двух параллельных линиях

$$Z_э=\frac{Z_1Z_2}{Z_1+Z_2},$$

или

$$\frac{1}{Z_э}=\frac{1}{Z_1}+\frac{1}{Z_2}.$$

Определив из первого и четвертого уравнений (9-19) значения $\dot{u}_I$ и приравнивая их найдем:

$$\dot{I}_1=\dot{I}_э\frac{Z_э}{Z_1}+\frac{\dot{u}_{A1}-\dot{u}_э}{Z_1}.\quad(9\text{-}20)$$

Аналогично для других ветвей получим:

$$\left.\begin{aligned}\dot{I}_2&=\dot{I}_э\frac{Z_э}{Z_2}+\frac{\dot{u}_{A2}-\dot{u}_э}{Z_2};\\\dot{I}_3&=\dot{I}_э\frac{Z_э}{Z_3}+\frac{\dot{u}_{A3}-\dot{u}_э}{Z_3}.\end{aligned}\right\}(9\text{-}21)$$

Выведенные уравнения решают задачу нахождения токов в ветвях непреобразованной сети по току, проходящему в преобразованной сети.

Если преобразования ведутся для сети с нагрузками, заданными мощностями, то уравнения для определения мощностей $\dot{S}_1$ и $\dot{S}_2$ и т. п., притекающих к узлу I по линиям *1*, *2* и *3*, получаются из (9-20) и (9-21) умножением их на $3\hat{u}_I$. Произведя эту операцию найдем:

$$\left.\begin{aligned}\dot{S}_1&=\dot{S}_э\frac{Z_э}{Z_1}+\frac{3(\dot{u}_{A1}-\dot{u}_э)\,\hat{u}_I}{Z_1};\\\dot{S}_2&=\dot{S}_э\frac{Z_э}{Z_2}+\frac{3(\dot{u}_{A2}-\dot{u}_э)\,\hat{u}_I}{Z_2};\\\dot{S}_3&=\dot{S}_э\frac{Z_э}{Z_3}+\frac{3(\dot{u}_{A3}-\dot{u}_э)\,\hat{u}_I}{Z_3},\end{aligned}\right\}(9\text{-}22)$$

где $\dot{S}_э$ — мощность, проходящая по линии $ЭI$ в преобразованной сети.

Полученные уравнения не дают возможности найти точные значения $\dot{S}_1 - \dot{S}_3$, так как в них входит неизвестная величина $\dot{U}_I$.

Точное решение задачи распределения мощностей в сети можно получить специальными методами, требующими при сложных замкнутых сетях затраты очень большого количества труда. Нахождение распределения мощностей в сети при инженерных расчетах производится приближенным методом. Задаются величиной $\dot{U}_I$, оценивая ее приближенно, или чаще принимают ее равной номинальному напряжению сети $U_н$. При этом предположении (9-22) примут вид:

$$\left.\begin{aligned}
\dot{S}_1 &= \dot{S}_э \frac{Z_э}{Z_1} + \frac{3(\dot{U}_{A1} - \dot{U}_э)U_н}{Z_1};\\
\dot{S}_2 &= \dot{S}_э \frac{Z_э}{Z_2} + \frac{3(\dot{U}_{A2} - \dot{U}_э)U_н}{Z_2};\\
\dot{S}_3 &= \dot{S}_э \frac{Z_э}{Z_3} + \frac{3(\dot{U}_{A3} - \dot{U}_э)U_н}{Z_3}.
\end{aligned}\right\} \quad (9\text{-}23)$$

Если предположить, что напряжения питательных пунктов A_1, A_2 и A_3 равны по величине и совпадают по фазе, то (9-17) и (9-23) упростятся:

$$\dot{U}_э = \dot{U}_A \quad (9\text{-}24)$$

$$\left.\begin{aligned}
&\dot{S}_1 = \dot{S}_э \frac{Z_э}{Z_1}; \quad \dot{S}_2 = \dot{S}_э \frac{Z_э}{Z_2};\\
&\dot{S}_3 = \dot{S}_э \frac{Z_э}{Z_3};\\
&\dot{I}_1 = \dot{I}_э \frac{Z_э}{Z_1}; \quad \dot{I}_2 = \dot{I}_э \frac{Z_э}{Z_2};\\
&\dot{I}_3 = \dot{I}_э \frac{Z_э}{Z_3}
\end{aligned}\right\} \quad (9\text{-}25)$$

Замена параллельных линий эквивалентной возможна только в случаях, когда на преобразуемых линиях нет нагрузок. Параллельное сложение линий *1* и *2* сети на рис. 9-20 невозможно, так как при нагрузках на них законы падения напряжения в линиях *1* и *2* различны.

Положение 3. Если преобразованию участка сети мешают находящиеся на нем нагрузки, их можно заменить эквивалентными, расположенными за пределами преобразуемого участка.

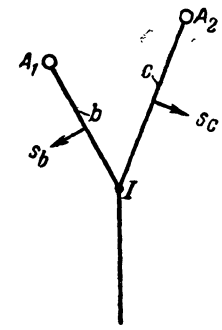


Рис. 9-20. Часть замкнутой сети.

На линии A_1A_2 (рис. 9-21,*а*), питаемой с двух сторон, требуется убрать нагрузку $\dot{s}_c$, заменив ее эквивалентными, расположенными в точках b и d (рис. 9-21,*б*). Мощности, протекающие на участках *1* и *4* в преобразованной и непреобразованной сетях, должны быть одинаковыми.

Мощность на участке *4* исходной схемы сети (рис. 9-21,*а*) при одинаковых напряжениях пунктов A_1 и A_2 равна:

$$\dot{S}_4 = \frac{\dot{s}_b z_1 + \dot{s}_c(z_1 + z_2) + \dot{s}_d(z_1 + z_2 + z_3)}{Z_\Sigma}.$$

Рассмотрим сеть (рис. 9-21,*б*), нагруженную только двумя нагрузками: $\dot{s}'_b$ и $\dot{s}'_d$, отличными от прежних $\dot{s}_b$ и $\dot{s}_d$.

Мощность на участке *4* этой сети равна:

$$\dot{S}'_4 = \frac{\dot{s}'_b z_1 + \dot{s}'_d(z_1 + z_2 + z_3)}{Z_\Sigma}.$$

При равенстве мощностей на участках *4* в той и другой сетях можно написать

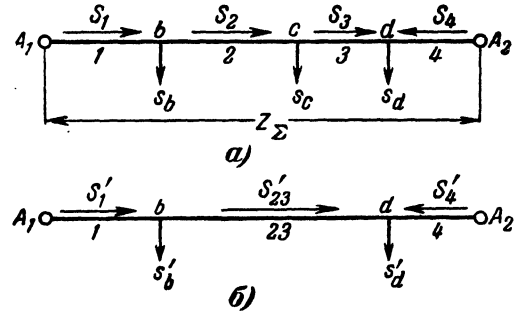


Рис. 9-21. Перенос нагрузок в замкнутой сети.

$$\left.\begin{aligned}&\dot{s}_b z_1+\dot{s}_c(z_1+z_2)+\\&+\dot{s}_d(z_1+z_2+z_3)=\dot{s}'_b z_1+\\&\quad+\dot{s}'_d(z_1+z_2+z_3)\\&\text{и}\\&\quad\dot{S}_1+\dot{S}_4=\dot{S}'_1+\dot{S}'_4\\&\text{или}\\&\dot{s}_b+\dot{s}_c+\dot{s}_d=\dot{s}'_b+\dot{s}'_d.\end{aligned}\right\}\qquad(9\text{-}26)$$

Определив из последнего уравнения $\dot{s}'_d$ и подставляя ее в (9-26), получим:

$$\dot{s}_b z_1+\dot{s}_c(z_1+z_2)+\dot{s}_d(z_1+z_2+z_3)=$$
$$=(\dot{s}_b+\dot{s}_c+\dot{s}_d-\dot{s}'_d)z_1+$$
$$+\dot{s}'_d(z_1+z_2+z_3).$$

После простых преобразований находим:

$$\dot{s}'_d=\dot{s}_d+\dot{s}_c\frac{z_2}{z_2+z_3}.\qquad(9\text{-}27)$$

Подобным же образом можно вывести, что

$$\dot{s}'_b=\dot{s}_b+\dot{s}_c\frac{z_3}{z_2+z_3}.\qquad(9\text{-}28)$$

Анализируя (9-27) и (9-28), видим: что нагрузки $\dot{s}'_b$ и $\dot{s}'_d$ в преобразованной сети состоят из двух слагаемых, нагрузок непреобразованной сети $\dot{s}_b$ и $\dot{s}_d$ и добавочных нагрузок

$$\left.\begin{aligned}&\dot{s}_{d\text{п}}=\dot{s}_c\frac{z_2}{z_2+z_3};\\&\dot{s}_{b\text{п}}=\dot{s}_c\frac{z_3}{z_2+z_3},\end{aligned}\right\}\qquad(9\text{-}29)$$

представляющих собой составляющие перенесенной нагрузки $\dot{s}_d$. Действительно, сумма обеих перенесенных нагрузок равна:

$$\dot{s}_{d\text{п}}+\dot{s}_{b\text{п}}=\dot{s}_c\frac{z_2}{z_2+z_3}+\dot{s}_c\frac{z_3}{z_2+z_3}=\dot{s}_c,$$

т. е. нагрузке $\dot{s}_c$ в непреобразованной сети.

Перенесенные нагрузки $\dot{s}_{b\text{п}}$ и $\dot{s}_{d\text{п}}$, как следует из (9-29), находятся по правилу для линий с двусторонним питанием. Перенесенные нагрузки численно равны мощностям,

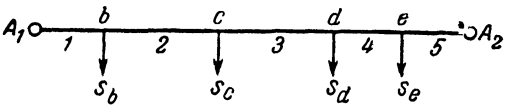


Рис. 9-22. Линия с двусторонним питанием.

вытекающим из питательных пунктов, если за таковые принять точки b и d.

Если на участке сети $b-e$ (рис. 9-22), который должен быть освобожден от нагрузок, лежит не одна, а несколько нагрузок ($\dot{s}_c$ и $\dot{s}_d$), то легко показать, что перенесенные нагрузки равны:

$$\left.\begin{aligned}&\dot{s}_{b\text{п}}=\frac{\dot{s}_d z_4+\dot{s}_c(z_3+z_4)}{z_2+z_3+z_4};\\&\dot{s}_{e\text{п}}=\frac{\dot{s}_c z_2+\dot{s}_d(z_2+z_3)}{z_2+z_3+z_4}.\end{aligned}\right\}\qquad(9\text{-}30)$$

Поскольку разнесение нагрузок не влияет на величину уравнительной мощности, приведенные рассуждения справедливы и в общем случае независимо от напряжений в точках A_1 и A_2.

Рассмотрим, как определяются мощности $\dot{S}_2$ и $\dot{S}_3$ в исходной сети (см. рис. 9-21,*а*) по известной мощности $\dot{S}'_{23}$ в преобразованной сети (рис. 9-21,*б*).

Мощность $\dot{S}_2$ в исходной сети

$$\dot{S}_2=\dot{S}_1-\dot{S}_b.$$

Мощность $\dot{S}'_{23}$ в преобразованной сети равна:

$$\dot{S}'_{23}=\dot{S}'_1-\dot{s}'_b=\dot{S}'_1-(\dot{s}_b+\dot{s}_{b\text{п}})=$$
$$=(\dot{S}'_1-\dot{s}_b)-\dot{s}_{b\text{п}}.$$

Вычитая одно уравнение из другого и помня, что $\dot{S}_1=\dot{S}'_1$, получаем

$$\dot{S}_2-\dot{S}'_{23}=\dot{s}_{b\text{п}},$$

или

$$\dot{S}_2=\dot{S}'_{23}+\dot{s}_{b\text{п}},\qquad(9\text{-}31)$$

т. е. при направлении мощности S'_{23} от точки b к точке d для нахождения действительной мощности S_2 нужно к мощности S'_{23} прибавить перенесенную из точки c в точку b

мощность $s_{bп}$. Последнее становится понятным из сопоставления рис. 9-21, *а* и *б*. Действительно, переходя от преобразованной сети (см. рис. 9-21, *б*) к исходной (рис. 9-21, *а*), нужно из точки *b* перенести обратно в точку *c* мощность $s_{bп}$; она и наложится на мощность $\dot{S}'_{23}$.

Повторяя аналогичные рассуждения для мощности $\dot{S}_3$, получаем

$$\dot{S}_3 = \dot{S}'_{23} - \dot{s}_{dп}. \qquad (9\text{-}32)$$

Следовательно, $\dot{S}_3$ найдется как разность фиктивной мощности $\dot{S}'_{23}$ и перенесенной $s_{dп}$. Рассматривая рис. 9-21,*а* и *б*, видим, что в преобразованной сети мощность $\dot{S}_{23}$ питает и нагрузку, перенесенную в точку *d*. При возвращении этой перенесенной нагрузки в точку *c* мощность на участке *3* сети должна уменьшиться на величину $s_{dп}$. Если S_3 в (9-32) получится отрицательной, то это покажет, что мощность на участке *3* исходной сети течет от точки *d* к точке *c*.

Рассмотрим, как производится разнос нагрузки, приложенной в центре звезды (рис. 9-23,*а*), при соблюдении условия, что падения напряжения между точками *b*, *c* и *d* останутся прежними и состояние остальной части сети не изменится.

Предположим, что по лучам звезды до преобразования протекали мощности $\dot{S}_2$, $\dot{S}_3$ и $\dot{S}_4$. Эти мощности определялись, с одной стороны, нагрузкой $\dot{s}_I$, приложенной в узле *I*, а с другой — разностью напряжений между точками *b*, *c* и *d*. Для исходной сети (рис. 9-23) можно написать уравнения:

$$(\dot{\mathcal{U}}_b - \dot{\mathcal{U}}_c)\,3\mathcal{U}_н = \dot{S}_2 z_2 - \dot{S}_3 z_3;$$

$$(\dot{\mathcal{U}}_b - \dot{\mathcal{U}}_d)\,3\mathcal{U}_н = \dot{S}_2 z_2 - \dot{S}_4 z_4;$$

$$(\dot{\mathcal{U}}_c - \dot{\mathcal{U}}_d)\,3\mathcal{U}_н = \dot{S}_3 z_3 - \dot{S}_4 z_4.$$

После разноса нагрузки $\dot{s}_I$ в точки *b*, *c* и *d* сеть имеет вид, изображенный на рис. 9-23,*б*. Мощности по лучам звезды будут $\dot{S}'_2$, $\dot{S}'_3$ и $\dot{S}'_4$.

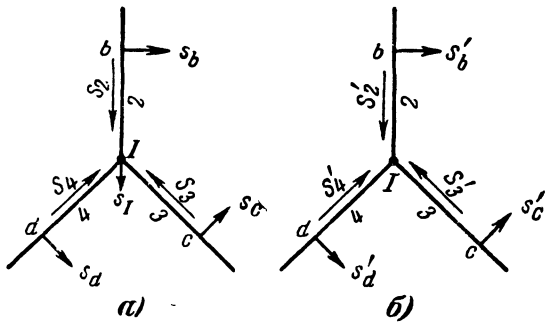


Рис. 9-23. Перенос нагрузки в замкнутой сети.

В этом случае мощности обусловливаются только разностью напряжений между точками *b*, *c* и *d*, и потому

$$\dot{S}_2 - \dot{S}'_2 = \dot{s}_{bп};\ \dot{S}_3 - \dot{S}'_3 = \dot{s}_{cп};$$

$$\dot{S}_4 - \dot{S}'_4 = \dot{s}_{dп}$$

являются мощностями, протекающими по лучам непреобразованной звезды, вызванными нагрузкой $\dot{s}_I$. Следовательно, при разносе нагрузки s_I в точки *b*, *c* и *d* в них следует приложить добавочные нагрузки, равные

$$\dot{s}_{bп},\ \dot{s}_{cп} \text{ и } \dot{s}_{dп}.$$

Для сети на рис. 23,*б* имеем:

$$(\dot{\mathcal{U}}_b - \dot{\mathcal{U}}_c)\,3\mathcal{U}_н = \dot{S}'_2 z_2 - \dot{S}'_3 z_3;$$

$$(\dot{\mathcal{U}}_b - \dot{\mathcal{U}}_d)\,3\mathcal{U}_н = \dot{S}'_2 z_2 - \dot{S}'_4 z_4;$$

$$(\dot{\mathcal{U}}_c - \dot{\mathcal{U}}_d)\,3\mathcal{U}_н = \dot{S}'_3 z_3 - \dot{S}'_4 z_4.$$

Приравнивая правые части двух систем уравнений, получаем:

$$\dot{S}_2 z_2 - \dot{S}_3 z_3 = \dot{S}'_2 z_2 - \dot{S}'_3 z_3;$$

$$\dot{S}_2 z_2 - \dot{S}_4 z_4 = \dot{S}'_2 z_2 - \dot{S}'_4 z_4;$$

$$\dot{S}_3 z_3 - \dot{S}_4 z_4 = \dot{S}'_3 z_3 - \dot{S}'_4 z_4;$$

или

$$(\dot{S}_2 - \dot{S}'_2)\,z_2 = (\dot{S}_3 - \dot{S}'_3)\,z_3;$$

$$(\dot{S}_2 - \dot{S}'_2)\,z_2 = (\dot{S}_4 - \dot{S}'_4)\,z_4;$$

$$(\dot{S}_3 - \dot{S}'_3)\,z_3 = (\dot{S}_4 - \dot{S}'_4)\,z_4.$$

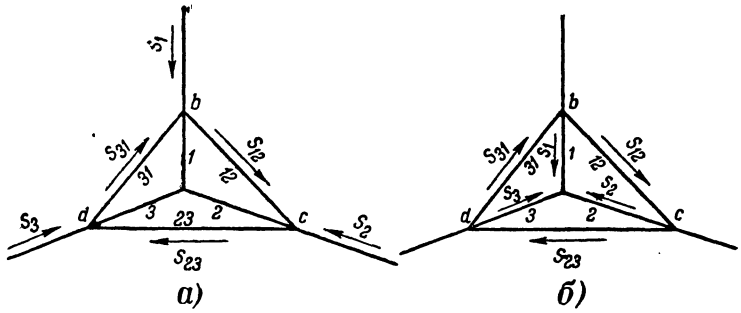


Рис. 9-24. Преобразование звезды в треугольник и обратно.

Подставляя в последние уравнения значения разностей мощностей, имеем:

$$\dot{s}_{bп} z_2 = \dot{s}_{cп} z_3;$$

$$\dot{s}_{bп} z_2 = \dot{s}_{dп} z_4;$$

$$\dot{s}_{cп} z_3 = \dot{s}_{dп} z_4.$$

Определяем из первых двух равенств $\dot{s}_{cп}$ и $\dot{s}_{dп}$:

$$\dot{s}_{cп} = \dot{s}_{bп} \frac{z_2}{z_3} = \dot{s}_{bп} \frac{y_3}{y_2}$$

и

$$\dot{s}_{dп} = \dot{s}_{bп} \frac{z_2}{z_4} = \dot{s}_{bп} \frac{y_4}{y_2},$$

где y_2, y_3 и y_4 — проводимости лучей звезды.

Из приведенного ранее следует, что

$$\dot{s}_I = \dot{s}_{bп} + \dot{s}_{cп} + \dot{s}_{dп},$$

или

$$\dot{s}_I = \dot{s}_{bп} + \dot{s}_{bп} \frac{y_3}{y_2} + \dot{s}_{bп} \frac{y_4}{y_2} = \dot{s}_{bп} \frac{y_2 + y_3 + y_4}{y_2},$$

откуда

$$\left.\begin{aligned} &\dot{s}_{bп} = \dot{s}_I \frac{y_2}{y_2 + y_3 + y_4} = \dot{s}_I \frac{y_2}{\Sigma y}; \\ &\text{аналогично можно получить} \\ &\dot{s}_{cп} = \dot{s}_I \frac{y_3}{\Sigma y}; \quad \dot{s}_{dп} = \dot{s}_I \frac{y_4}{\Sigma y}. \end{aligned}\right\} \quad (9\text{-}33)$$

Полученные уравнения позволяют найти перенесенные нагрузки при разносе нагрузки, приложенной в центре звезды.

Положение 4. Преобразование треугольника в звезду и обратно (рис. 9-24). Доказательство возможности таких преобразований дается в курсе электротехники и поэтому здесь не приводится. Ниже даны только формулы, устанавливающие связь между сопротивлениями и проводимостями сторон треугольника и лучей звезды.

Сопротивления лучей эквивалентной звезды:

$$\left.\begin{aligned} z_1 &= \frac{z_{12} z_{31}}{z_{12} + z_{23} + z_{31}}; \\ z_2 &= \frac{z_{12} z_{23}}{z_{12} + z_{23} + z_{31}}; \\ z_3 &= \frac{z_{23} z_{31}}{z_{12} + z_{23} + z_{31}}. \end{aligned}\right\} \quad (9\text{-}34)$$

Сопротивления сторон эквивалентного треугольника:

$$\left.\begin{aligned} z_{12} &= \frac{z_1 z_2 + z_1 z_3 + z_2 z_3}{z_3}; \\ z_{23} &= \frac{z_1 z_2 + z_1 z_3 + z_2 z_3}{z_1}; \\ z_{31} &= \frac{z_1 z_2 + z_1 z_3 + z_2 z_3}{z_2}. \end{aligned}\right\} \quad (9\text{-}35)$$

Проводимости сторон эквивалентного треугольника:

$$\left.\begin{aligned} y_{12} &= \frac{y_1 y_2}{y_1 + y_2 + y_3}; \\ y_{23} &= \frac{y_2 y_3}{y_1 + y_2 + y_3}; \\ y_{13} &= \frac{y_1 y_3}{y_1 + y_2 + y_3}. \end{aligned}\right\} \quad (9\text{-}36)$$

Мощности по лучам исходной звезды:

$$\left.\begin{aligned} \dot{S}_1 &= \dot{S}_{12} - \dot{S}_{31}; \\ \dot{S}_2 &= \dot{S}_{23} - \dot{S}_{12}; \\ \dot{S}_3 &= \dot{S}_{31} - \dot{S}_{23}. \end{aligned}\right\} \quad (9\text{-}37)$$

Мощности по сторонам треугольника:

$$\left.\begin{aligned}\dot{S}_{12}&=\frac{\dot{S}_1 z_1-\dot{S}_2 z_2}{z_{12}};\\ \dot{S}_{23}&=\frac{\dot{S}_2 z_2-\dot{S}_3 z_3}{z_{23}};\\ \dot{S}_{31}&=\frac{\dot{S}_3 z_3-\dot{S}_1 z_1}{z_{31}}.\end{aligned}\right\}\qquad(9\text{-}38)$$

Ознакомившись с теоретическими положениями, на которых основан метод преобразования сети, перейдем к изучению самого метода.

9-9. МЕТОД ПРЕОБРАЗОВАНИЯ СЕТИ

Изучение метода преобразования поведем на сети, изображенной на рис. 9-25, с двумя питательными пунктами: A_1 и A_2, двумя узлами и пятью нагрузками. Примем, что напряжения питательных пунктов равны по величине и совпадают по фазе.

Первой операцией является разнос нагрузок S_c, S_f и S_e в узлы и питательные пункты. Преобразование сети сложением параллельно включенных линий, замена звезд эквивалентными треугольниками и обратно возможны только тогда, когда на линиях нет нагрузок.

Перенесенные нагрузки равны:

от нагрузки $\dot{s}_e$

$$\dot{s}'_{b\text{п}}=\frac{\dot{s}_e z_5}{z_5+z_4};\quad \dot{s}'_{d\text{п}}=\frac{\dot{s}_e z_4}{z_5+z_4};$$

от нагрузки $\dot{s}_c$

$$\dot{s}''_{b\text{п}}=\frac{\dot{s}_c z_3}{z_2+z_3};\quad \dot{s}''_{d\text{п}}=\frac{\dot{s}_c z_2}{z_2+z_3};\qquad(9\text{-}39)$$

от нагрузки $\dot{s}_f$

$$\dot{s}'''_{A1\text{п}}=\frac{\dot{s}_f z_7}{z_7+z_8};\quad \dot{s}'''_{d\text{п}}=\frac{\dot{s}_f z_8}{z_7+z_8}.$$

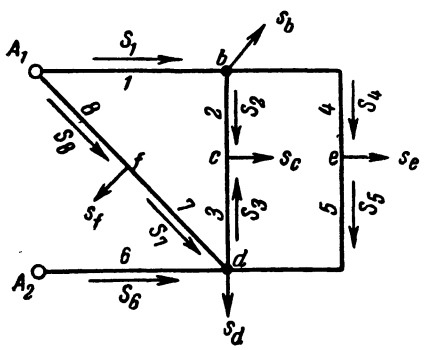


Рис. 9-25. Слежно-замкнутая сеть.

Проверка правильности определения перенесенных нагрузок:

$$\dot{s}'_{b\text{п}}+\dot{s}'_{d\text{п}}=\dot{s}_e;$$

$$\dot{s}''_{b\text{п}}+\dot{s}''_{d\text{п}}=\dot{s}_c;$$

$$\dot{s}'_{A1\text{п}}+\dot{s}'''_{d\text{п}}=\dot{s}_f.$$

Необходимость проверки, осуществляемой последними уравнениями, требует независимого нахождения перенесенных нагрузок по (9-39).

Если определять только одну перенесенную нагрузку, а другую получать как разность между исходной и одной из перенесенных нагрузок, то возможность проверки отпадает; ошибка обнаружится только после окончания всего расчета сети, что потребует вторичного выполнения его. Для сложных замкнутых сетей это означает лишнюю затрату большого количества труда и времени. Положение о необходимости контроля вычислений полностью относится и ко всем другим операциям, о которых будет сказано ниже.

Суммарные нагрузки в узлах b и d (рис. 9-26,*а*) после переноса в них нагрузок будут:

$$\dot{s}'_b=\dot{s}_b+\dot{s}'_{b\text{п}}+\dot{s}'''_{b\text{п}}$$

и

$$\dot{s}'_d=\dot{s}_d+\dot{s}'_{d\text{п}}+\dot{s}''_{d\text{п}}+\dot{s}''''_{d\text{п}}.$$

Проверка произведенных вычислений:

$$\dot{s}'_b+\dot{s}'_d+\dot{s}'_{A1\text{п}}=\dot{s}_b+\dot{s}_d+\dot{s}_c+\dot{s}_e+\dot{s}_f.$$

Сложим параллельные линии *9* и *10*, свободные от нагрузок; сопротивление z_{12} эквивалентной линии (рис. 26,*б*) составит:

$$z_{12}=\frac{z_9 z_{10}}{z_9+z_{10}}.$$

Разрезав сеть по питательному пункту A_1 и сложив параллельные линии *11* и *6*, получим линию $A_1Э$ с двусторонним питанием (рис. 9-26,*в*) в которой

$$z_{13}=\frac{z_{11} z_6}{z_{11}+z_6}.$$

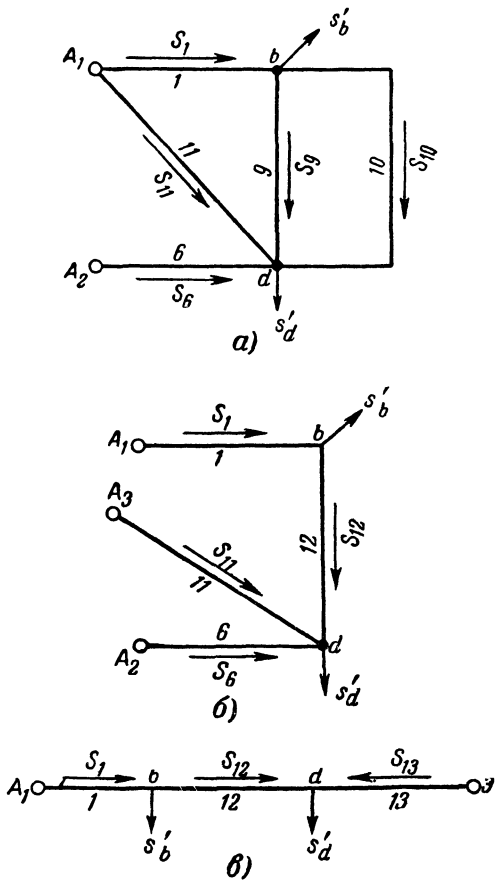


Рис. 9-26. Разные стадии преобразования замкнутой сети.

Распределение мощностей в линии с двусторонним питанием:

$$\dot{S}_1 = \frac{\dot{s}'_d z_{13} + \dot{s}'_b (z_{13} + z_{12})}{z_{13} + z_{12} + z_1}$$

и

$$\dot{S}_{13} = \frac{\dot{s}'_b z_1 + \dot{s}'_d (z_1 + z_{12})}{z_{13} + z_{12} + z_1} .$$

Проверка правильности нахождения $\dot{S}_1$ и $\dot{S}_2$:

$$\dot{S}_1 + \dot{S}_{13} = \dot{s}'_b + \dot{s}'_d .$$

Мощность на участке *12* определяем по балансу мощностей в точке *b* или точке *d*:

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_1 - \dot{s}'_b .$$

Проверка:

$$\dot{S}_{12} + \dot{S}_{13} = \dot{s}'_d .$$

Поскольку участок сети *1* не подвергался преобразованиям, мощность $\dot{S}_1$ соответствует мощности, протекающей на этом участке действительной (рассчитываемой) сети.

Начнем теперь развертывать сеть, перейдя обратно к схеме на рис. 9-26,*б*.

По (9-25) найдем мощности в параллельных линиях *11* и *6* по известной нагрузке эквивалентной линии *13*:

$$\dot{S}_{11} = \dot{S}_{13} \frac{z_{13}}{z_{11}} \text{ и } \dot{S}_6 = \dot{S}_{13} \frac{z_{13}}{z_6} .$$

Проверка правильности вычислений:

$$\dot{S}_{11} + \dot{S}_6 = \dot{s}_{13};$$

$$\dot{S}_6 + \dot{S}_{11} + \dot{S}_{12} = \dot{s}'_d .$$

Эти проверки одновременно позволяют судить и о правильности определения z_{13} при свертывании схемы. Если это сопротивление было найдено неправильно, то $\dot{S}_{13}$ не будет равно сумме $\dot{S}_6$ и $\dot{S}_{11}$.

Мощность $\dot{S}_6$ соответствует действительной мощности, протекающей по линии *6* рассчитываемой сети.

Переходя к схеме на рис. 9-26,*а*, находим мощности $\dot{S}_9$ и $\dot{S}_{10}$:

$$\dot{S}_9 = \dot{S}_{12} \frac{z_{12}}{z_9};$$

$$\dot{S}_{10} = \dot{S}_{12} \frac{z_{12}}{z_{10}} .$$

Проверка:

$$S_9 + \dot{S}_{10} = \dot{S}_{12},$$

или

$$\dot{S}_6 + \dot{S}_{11} + \dot{S}_9 + \dot{S}_{10} = \dot{s}'_d .$$

Распределение мощностей в рассчитываемой сети (рис. 9-25) получим, воспользовавшись (9-31) и (9-32):

$$\dot{S}_7 = \dot{S}_{11} - \dot{s}''''_{d\text{п}}; \quad \dot{S}_8 = \dot{S}_{11} + \dot{s}''''_{A1\text{п}};$$

$$\dot{S}_5 = \dot{S}_{10} - \dot{s}''_{d\text{п}}; \quad \dot{S}_4 = \dot{S}_{10} + \dot{s}''_{b\text{п}};$$

$$\dot{S}_3 = \dot{S}_9 - \dot{s}'_{d\text{п}}; \quad \dot{S}_2 = \dot{S}_9 + \dot{s}'_{c\text{п}} .$$

Проверка осуществляется по балансу мощностей в узлах *b* и *d*:

$$\dot{S}_6 + \dot{S}_7 + \dot{S}_5 - \dot{S}_3 = \dot{s}_d;$$

$$\dot{S}_1 = \dot{s}_b + \dot{S}_2 + \dot{S}_4 .$$

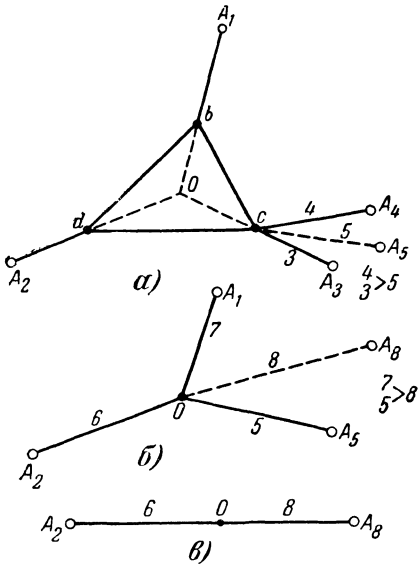


Рис. 9-27. Преобразование схемы сети.

Кроме того, для проверки правильности определения мощностей на головном участке напишем:

$$\dot{S}_6 = \dot{s}_f + \dot{S}_7.$$

Возможность некоторого контроля правильности сделанных вычислений в процессе расчета является большим преимуществом метода преобразования сети. К сожалению, контроль в

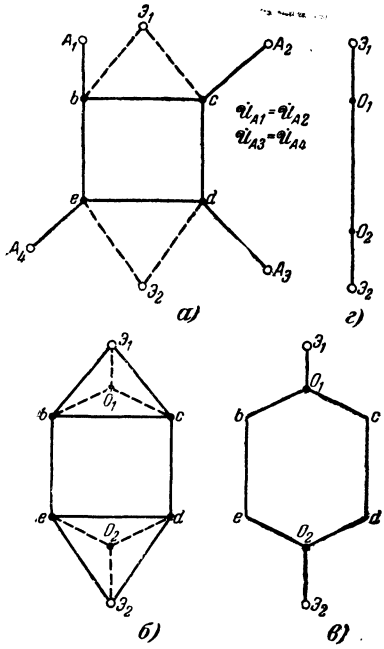


Рис. 9-28. Последовательность преобразований замкнутой сети.

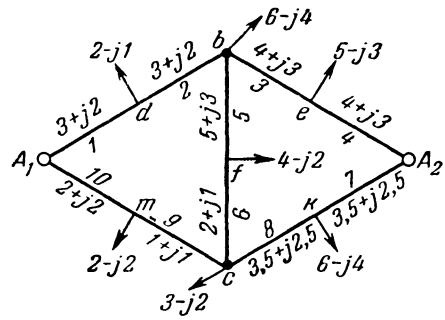


Рис. 9-29. Замкнутая сеть с двумя узлами.

полной мере начинает осуществляться только во второй стадии расчета — при развертывании сети.

Указанные при рассмотрении линий с двусторонним питанием упрощения расчетов однородных сетей применяются и при расчетах сложно-замкнутых сетей. Рассматриваются две независимые сети: одна — с активными, а вторая — с реактивными нагрузками. Распределение полных мощностей определяется сложением активных и реактивных нагрузок на отдельных участках сети.

В помощь начинающим знакомиться с применением метода преобразования сети на рис. 9-27 и 9-28 показан порядок преобразования двух сетей. На этих чертежах знак $>$ означает параллельное сложение линий, а пунктирными линиями показаны намечаемые преобразования сети.

Пример 9-5. Найти распределение мощностей и наибольшую потерю напряжения в сети на рис. 9-29. Нагрузки сети в мегавольт-амперах и сопротивления участков сети в омах даны на схеме сети. Напряжение питательного пункта A_1 равно 37 *кв*, а пункта A_2 — 36 *кв*; напряжения в пунктах A_1 и A_2 совпадают по фазе. Решение задачи провести методом преобразования сети.

Наиболее просто рассматриваемую сеть привести к линии с двусторонним питанием, если разрезать ее по питательным пунктам, а затем сложить параллельные линии A_1b с A_2b и A_1c с A_2c.

Для того чтобы провести эти операции, освободим все линии сети, кроме bc, от нагрузок, разнеся их в узлы b и c и в питательные пункты.

Разнос нагрузки $\dot{s}_d$. Поскольку нагрузка находится на середине линии A_1b ($z_1 = z_2$), получим:

$$\dot{s}'_{b\text{п}} = \dot{s}'_{A1\text{п}} \frac{\dot{s}_d}{2} = \frac{2 - j1}{2} =$$

$$= 1 - j0{,}5 \; \textit{Мва}.$$

Разнос нагрузки, приложенной в точке m;

$$\dot{s}''_{A1п} = \frac{\dot{s}_m z_9}{z_9 + z_{10}} =$$

$$= \frac{(2 - j2)(1 + j1)}{3 + j3} = 0{,}67 - j0{,}67 \ \textit{Мва};$$

$$\dot{s}'_{cп} = \frac{\dot{s}_m z_{10}}{z_9 + z_{10}} =$$

$$= \frac{(2 - j2)(2 + j2)}{3 + j3} = 1{,}33 - j1{,}33 \ \textit{Мва}.$$

Проверка:

$$\dot{s}''_{A1п} + \dot{s}'_{cп} = (0{,}67 - j0{,}67) +$$

$$+ (1{,}33 - j1{,}33) = 2 - j2 = \dot{s}_m.$$

Разнос нагрузки $\dot{s}_e$, приложенной в середине линии A_2b,

$$\dot{s}'_{A2п} = \dot{s}''_{bп} = 2{,}5 - j1{,}5 \ \textit{Мва}.$$

Разнос нагрузки $\dot{s}_k$, находящейся в середине участка A_2c,

$$\dot{s}''_{cп} = \dot{s}''_{A2п} = 3 - j2 \ \textit{Мва}.$$

После разноса этих нагрузок в узлах b и c должны быть приложены нагрузки

$$\dot{s}'_b = \dot{s}_b + \dot{s}'_{bп} + \dot{s}''_{bп} = (6 - j4) +$$

$$+ (1 - j0{,}5) + (2{,}5 - j1{,}5) =$$

$$= 9{,}5 - j6{,}0 \ \textit{Мва}$$

и

$$\dot{s}'_c = \dot{s}_c + \dot{s}'_{cп} + \dot{s}''_{cп} = (3 - j2) +$$

$$+ (1{,}33 - j1{,}33) + (3 - j2) =$$

$$= 7{,}3 - j5{,}3 \ \textit{Мва}.$$

Проверка показала правильность произведенных расчетов.

После разноса нагрузок сеть имеет вид, представленный на рис. 9-30,*а*.

Сложим параллельные линии *11* и *12*; сопротивление эквивалентной линии:

$$\frac{1}{z_{16}} = \frac{1}{z_{11}} + \frac{1}{z_{12}} = \frac{1}{6 + j4} + \frac{1}{8 + j6} =$$

$$= \frac{6 - j4}{52} + \frac{8 - j6}{100} = 0{,}195 - j0{,}137 \ \frac{1}{\textit{ом}};$$

$$z_{16} = \frac{1}{0{,}195 - j0{,}137} =$$

$$= \frac{0{,}195 + j0{,}137}{0{,}0569} = 3{,}43 + j2{,}41 \ \textit{ом}.$$

Эквивалентное напряжение нового питательного пункта $Э_1$ найдется по (9-18):

$$\dot{U}_{э1} = \frac{\dot{U}_{A1} z_{12} + \dot{U}_{A2} z_{11}}{z_{11} + z_{12}}.$$

Подсчет выполняем для линейных напряжений:

$$U_{э1} = \frac{37(8 + j6) + 36(6 + j4)}{(8 + j6) + (6 + j4)} = 36{,}6 \ \textit{кв}.$$

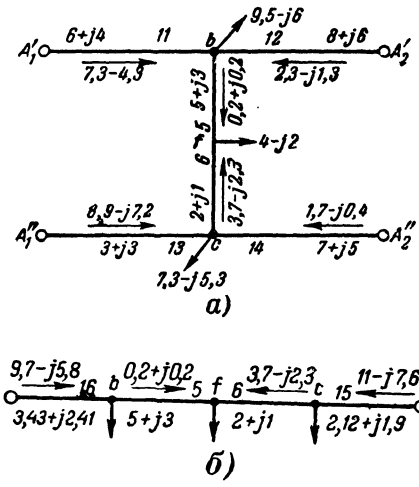


Рис. 9-30. Преобразования сети.

Сложив ветви *13* и *14*, получим:

$$\frac{1}{z_{15}} = \frac{1}{z_{13}} + \frac{1}{z_{14}} =$$

$$= \frac{1}{3 + j3} + \frac{1}{7 + j5} = 0{,}259 - j0{,}293 \ \frac{1}{\textit{ом}};$$

$$z_{15} = 2{,}12 + j1{,}90 \ \textit{ом};$$

$$U_{э2} = \frac{37(7 + j5) + 36(3 + j3)}{(3 + j3) + (7 + j5)} = 36{,}7 \ \textit{кв}.$$

Напряжения новых питательных пунктов получились почти одинаковыми и ориентированными по действительной оси.

После проведенных преобразований сеть принимает вид, изображенный на рис. 9-30,*б*.

Найдем распределение мощностей в этой сети. Ввиду малой разницы в напряжениях питательных пунктов $Э_1$ и $Э_2$ уравнительным током пренебрегаем.

Проводимости линии $Э_1Э_2$:

$$G_\Sigma = \frac{R_\Sigma}{R_\Sigma^2 + X_\Sigma^2} =$$

$$= \frac{12{,}55}{12{,}55^2 + 8{,}3^2} = 0{,}0556 \ \frac{1}{\textit{ом}};$$

$$B_\Sigma = \frac{X_\Sigma}{R_\Sigma^2 + X_\Sigma^2} =$$

$$= \frac{8{,}3}{12{,}55^2 + 8{,}3^2} = 0{,}0367 \frac{1}{\textit{ом}}.$$

Мощности, выходящие из пункта $Э_1$:

$$P_{16} = 0{,}0556(7{,}3 \cdot 2{,}12 + 4 \cdot 4{,}12 + 9{,}5 \cdot 9{,}12 +$$

$$+ 5{,}3 \cdot 1{,}9 + 2 \cdot 2{,}9 + 6 \cdot 5{,}9) + 0{,}0367(7{,}3 \cdot 1{,}9 +$$

$$+ 4 \cdot 2{,}9 + 9{,}5 \cdot 5{,}9 - 5{,}3 \cdot 2{,}12 -$$

$$- 2 \cdot 4{,}12 - 6 \cdot 9{,}12) = 9{,}7 \ \textit{Мвт};$$

$$\dot{Q}_{16} = -0{,}0556(7{,}3\cdot 1{,}9 + 4\cdot 2{,}9 + 9{,}5\cdot 5{,}9 - 5{,}3\cdot 2{,}12 - 2\cdot 4{,}12 - 6\cdot 9{,}12) + 0{,}0367(7{,}3\cdot 2{,}12 + 4\cdot 4{,}12 + 9{,}5\cdot 9{,}12 + 5{,}3\cdot 1{,}9 + 2\cdot 2{,}9 + 6\cdot 5{,}9) = 5{,}8 \text{ } \textit{Мвар};$$

$$\dot{S}_{16} = 9{,}7 - j5{,}8 \text{ } \textit{Мва}.$$

Подобным же образом найдем мощность, выходящую из пункта $Э_2$:

$$\dot{S}_{15} = 11 - j7{,}6 \text{ } \textit{Мва}.$$

Проверка:

$$\dot{S}_{16} + \dot{S}_{15} - (\dot{s}'_b + \dot{s}'_c + \dot{s}_f) = 0;$$

$$(9{,}7 - j5{,}8) + (11 - j7{,}6) - (9{,}5 - j6) - (4 - j2) - (7{,}3 - j5{,}3) = -0{,}1 - j0{,}1 \approx 0.$$

Полученная разность очень невелика, и потому можно считать, что определение мощностей $\dot{S}_{16}$ и $\dot{S}_{15}$ произведено правильно. Найдем мощности на других участках сети (рис. 9-30,*б*).

Полученные мощности на участках *5* и *6* являются действительными, так как эти участки сети преобразованиям не подвергались.

Переходя к схеме на рис. 9-30,*а*, т. е. развертывая линии *14* и *15*, находим сперва мощности по линиям *11* и *12*, воспользовавшись (9-23):

$$\dot{S}_{11} = \dot{S}_{16}\frac{z_{14}}{z_{11}} + \frac{U_н}{z_{11}}(U_{A1} - U'_{э1}) = (9{,}7 - j5{,}8)\frac{3{,}43 + j2{,}41}{6 + j4} + \frac{35}{6 + j4}(37 - 36{,}6) = 7{,}3 - j4{,}3 \text{ } \textit{Мва}$$

и

$$\dot{S}_{12} = (9{,}7 - j5{,}8)\frac{3{,}43 + j2{,}41}{8 + j6} + \frac{35}{8 + j6}(36 - 36{,}6) = 2{,}3 - j1{,}3 \text{ } \textit{Мва}.$$

Проверка:

$$\dot{S}_{16} - (\dot{S}_{11} + \dot{S}_{12}) = 0;$$

$$(9{,}7 - j5{,}8) - [(7{,}3 - j4{,}3) + (2{,}3 - j1{,}3)] = 0{,}1 - j0{,}2 \approx 0.$$

Находим мощности по линиям *13* и *14*:

$$\dot{S}_{13} = (11 - j7{,}6)\frac{2{,}12 + j1{,}90}{3 + j3} + \frac{35}{3 + j3}(37 - 36{,}7) = 8{,}9 - j7{,}2 \text{ } \textit{Мва};$$

$$\dot{S}_{14} = (11 - j7{,}6)\frac{2{,}12 + j1{,}90}{7 + j5} + \frac{35}{7 + j5}(36 - 36{,}7) = 1{,}7 - j0{,}4 \text{ } \textit{Мва}.$$

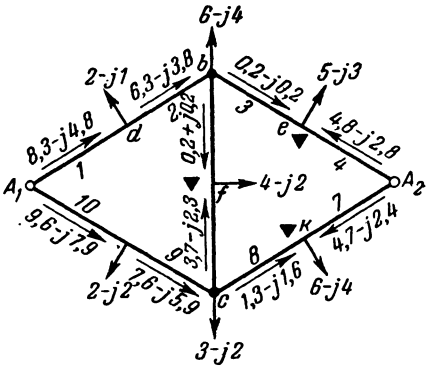


Рис. 9-31. Распределение мощностей в сети.

Проверка:

$$(11 - j7{,}6) - [(8{,}9 - j7{,}2) + (1{,}7 - j0{,}4)] = 0{,}4 - j0 \approx 0.$$

Полученная неточность невелика и объясняется допущенными округлениями при подсчете эквивалентных напряжений.

Найденное распределение мощностей нанесено на схеме сети на рис. 9-30,*б*.

Для определения действительного распределения мощностей в сети возвратим перенесенные нагрузки в точки их приложения:

$$\dot{S}_2 = \dot{S}_{11} - \dot{s}'_{bп} = (7{,}3 - j4{,}3) - (1 - j0{,}5) = 6{,}3 - j3{,}8 \text{ } \textit{Мва};$$

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_{11} + \dot{s}'_{A1п} = (7{,}3 - j4{,}3) + (1 - j0{,}5) = 8{,}3 - j4{,}8 \text{ } \textit{Мва};$$

$$\dot{S}_3 = \dot{S}_{12} - \dot{s}''_{bп} = (2{,}3 - j1{,}3) - (2{,}5 - j1{,}5) = -(0{,}2 - j0{,}2) \text{ } \textit{Мва};$$

$$\dot{S}_4 = \dot{S}_{12} + \dot{s}'_{A2п} = (2{,}3 - j1{,}3) + (2{,}5 - j1{,}5) = 4{,}8 - j2{,}8 \text{ } \textit{Мва};$$

$$\dot{S}_9 = \dot{S}_{13} - \dot{s}'_{cп} = (8{,}9 - j7{,}2) - (1{,}33 - j1{,}33) = 7{,}6 - j5{,}9 \text{ } \textit{Мва};$$

$$\dot{S}_{10} = \dot{S}_{13} + \dot{s}''_{A1п} = (8{,}9 - j7{,}2) + (0{,}67 - j0{,}67) = 9{,}6 - j7{,}9 \text{ } \textit{Мва};$$

$$\dot{S}_8 = \dot{S}_{14} - \dot{s}''_{cп} = (1{,}7 - j0{,}4) - (3 - j2) = -(1{,}3 - j1{,}6) \text{ } \textit{Мва};$$

$$\dot{S}_7 = \dot{S}_{14} + \dot{s}'_{A2п} = (1{,}7 - j0{,}4) + (3 - j2) = 4{,}7 - j2{,}4 \text{ } \textit{Мва}.$$

Найденное распределение мощностей нанесено на схеме на рис. 9-31. Точки раздела мощностей находятся в пунктах *f*, *e* и *k* сети.

Потеря напряжения от питательного пункта A_2 до точки *e*

$$\Delta U_{A2-e} = \frac{4{,}8\cdot 4 + 2{,}8\cdot 3}{35} = 0{,}76 \text{ } \textit{кв}.$$

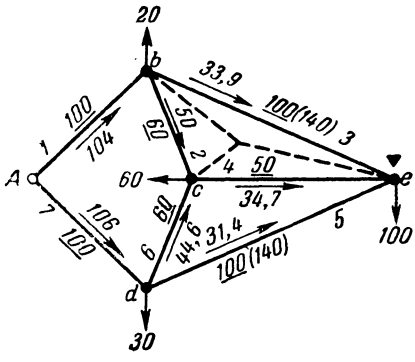


Рис. 9-32. Схема сложно-замкнутой сети.

Потери напряжения до точек k и f:

$$\Delta U_{A2-k}=\frac{4,7\cdot 3,5+2,4\cdot 2,5}{35}=0,64\ кв;$$

$$\Delta U_{A2-f}=$$

$$=\frac{4,8\cdot 4-0,2\cdot 4+0,2\cdot 5+2,8\cdot 3-0,2\cdot 3-0,2\cdot 3}{35}=$$

$$=0,74\ кв.$$

Низшее напряжение—в точке e сети.

Потеря напряжения от питательного пункта A_1 до точки e определилась равной:

$$\Delta U_{A1-e}=1,78\ кв.$$

Разность потерь напряжения от питательных пунктов до точки e

$$\Delta U_{A1-e}-\Delta U_{A2-e}=1,78-0,76=1,02\ кв.$$

По условию она должна быть равна 1 $кв$ (напряжение в точке A_1 выше, чем в точке A_2, на 1 $кв$). Получившаяся неточность приемлема при расчетах сетей.

Пример 9-6. Найти токораспределение и наибольшую потерю напряжения в сети, изображенной на рис. 9-32. Сеть выполнена кабелями с медными жилами. Сечения жил кабелей участков *3* и *5* равны 25 $мм^2$, а всех остальных — 35 $мм^2$. Нагрузки в амперах и длины участков сети в метрах даны на схеме сети. Коэффициент мощности всех нагрузок равен 1.

Токораспределение в сети, выполненной кабелями с малыми сечениями жил, без внесения заметных погрешностей можно находить, пренебрегая их реактивным сопротивлением. Для уменьшения счетной работы приведем длины участков *3* и *5* сети к сечению 35 $мм^2$. Без этого потребуется подсчет сопротивлений всех участков сети.

По (9-14) получаем:

$$L_3=L_3'\frac{F_1'}{F}=100\frac{35}{25}=140\ м.$$

Ту же длину после приведения имеет и участок *5*.

Преобразование сети начнем с замены треугольника *bce* звездой, как это показано пунктиром на рис. 9-32.

Длины лучей звезды по (9-34):

$$L_8=\frac{L_2L_3}{L_2+L_3+L_4}=$$

$$=\frac{140\cdot 60}{60+140+50}=33,6\ м;$$

$$L_9=\frac{140\cdot 50}{60+140+50}=28\ м;$$

$$L_{10}=\frac{60\cdot 50}{60+140+50}=12\ м.$$

После этого преобразования схема сети получит вид, представленный на рис. 9-33,*а*.

Следующий этап преобразования — сложение параллельных линий *ocd* и *oed*, для чего разносим нагрузки точек *c* и *e* в узлы *o* и *d*.

Разнос нагрузки i_c:

$$I_{оп}'=\frac{60\cdot 60}{72}=50\ а;$$

$$I_{dп}'=\frac{60\cdot 12}{72}=10\ а.$$

Проверка:

$$I_{оп}'+I_{dп}'-i_c=50+10-60=0.$$

Поступая аналогично, найдем, что при разносе нагрузки i_e в узлы *o* и *d* следует перенести

$$I_{оп}''=83,3\ а \text{ и } I_{dп}''=16,7\ а.$$

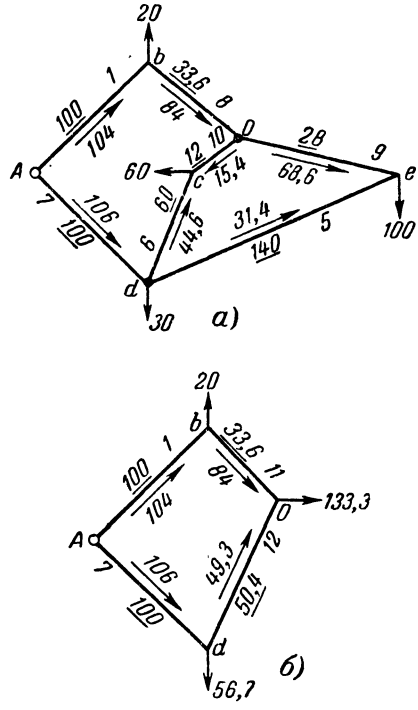


Рис. 9-33. Разные стадии преобразования замкнутой сети.

Суммарная нагрузка в узле o

$$I_o = I'_{оп} + I''_{оп} = 50 + 83{,}3 = 133{,}3 \ а.$$

Суммарная нагрузка в узле d

$$I_d = i_d + I'_{dп} + I''_{dп} =$$

$$= 30 + 10 + 16{,}7 = 56{,}7 \ а.$$

Длина эквивалентной линии, получающейся при сложении линий ocd и oed,

$$L_{12} = \frac{(L_5 + L_9)(L_6 + L_{10})}{(L_5 + L_9) + (L_6 + L_{10})} =$$

$$= \frac{168 \cdot 72}{168 + 72} = 50{,}4 \ м.$$

В результате преобразований сеть приведена к петлевой схеме на рис. 9-33,*б*.

Токи, выходящие из питательного пункта A:

$$I_7 = \frac{20 \cdot 100 + 133{,}3 \cdot 133{,}6 + 56{,}7 \cdot 184}{100 + 33{,}6 + 50{,}4 + 100} = 106 \ а;$$

$$I_1 = \frac{56{,}7 \cdot 100 + 133{,}3 \cdot 150{,}4 + 20 \cdot 184}{100 + 50{,}4 + 33{,}6 + 100} = 104 \ а.$$

Распределение токов на других участках сети показано на рис. 9-33,*б*.

Переходя обратно к схеме сети на рис. 9-33,*а*, находим вначале токи, проходящие по линиям ocd и oed (нагрузки разнесены по узлам):

$$I_{(5+9)} = I_{12} \frac{L_{12}}{L_5 + L_9} =$$

$$= 49{,}3 \frac{50{,}4}{168} = 14{,}7 \ а;$$

$$I_{(6+10)} = 49{,}3 \frac{50{,}4}{72} = 34{,}6 \ а.$$

Проверка:

$$I_{(5+9)} + I_{(6+10)} = 14{,}7 + 34{,}6 = 49{,}3 = I_{12}.$$

Возвратим нагрузки в точки c и e. Токи на участках сети:

$$I_5 = I_{(5+9)} + I''_{dп} = 14{,}7 + 16{,}7 = 31{,}4 \ а;$$

$$I_9 = I_{(5+9)} - I''_{оп} = 14{,}7 - 83{,}3 = -68{,}6 \ а.$$

Проверка:

$$I_5 + I_9 - i_e = 31{,}4 + 68{,}6 - 100 = 0.$$

Далее, имеем:

$$I_6 = I_{(6+10)} + I'_{dп} = 34{,}6 + 10 = 44{,}6 \ а;$$

$$I_{10} = I_{(6+10)} - I'_{оп} = 34{,}6 - 50 = -15{,}4 \ а.$$

Ток по линии *10* направлен от точки o к точке c.

Проверка:

$$I_6 + I_{10} - i_c = 44{,}6 + 15{,}4 - 60 = 0.$$

Сумма токов в узле d

$$106 - 30 - 44{,}6 - 31{,}4 = 0.$$

Найденное токораспределение показано на схеме на рис. 9-33,*а*.

Определим токи, протекающие по сторонам треугольника схемы действительной сети (см. рис. 9-32).

Ток по линии *2*

$$I_2 = \frac{I_8 L_8 + I_{10} L_{10}}{L_2} =$$

$$= \frac{84 \cdot 33{,}6 + 15{,}4 \cdot 12}{60} = 50 \ а.$$

Ток по линии *3*

$$I_3 = \frac{84 \cdot 33{,}6 + 68{,}6 \cdot 28}{140} = 33{,}9 \ а.$$

Ток по линии *4*

$$I_4 = \frac{-15{,}4 \cdot 12 + 68{,}6 \cdot 28}{50} = 34{,}7 \ а.$$

Проверка:

сумма токов в узле b

$$104 - 20 - 33{,}9 - 50 = +0{,}1 \ а;$$

сумма токов в узле c

$$60 + 34{,}7 - 50 - 44{,}6 = +0{,}1 \ а;$$

сумма токов в узле e

$$100 - 33{,}9 - 34{,}7 - 31{,}4 = 0.$$

Полученные погрешности приемлемы при всех инженерных расчетах.

В качестве критерия приемлемости результатов произведенных расчетов обычно принимают, что остаток, получающийся при суммировании мощностей в узлах сети, не должен превышать 5% среднеарифметического значения узловых токов, идущих в одном направлении.

Применив это положение к узлу c, получим среднеарифметическое значение токов, отходящих от узла:

$$I_{ср} = \frac{60 + 34{,}7}{2} = 47{,}35 \ а.$$

Погрешность произведенного расчета в процентах среднего тока составляет:

$$\frac{0{,}1}{47{,}35} 100 = 0{,}21\%,$$

т. е. является допустимой.

В сети на рис. 9-32 одна точка токораздела в узле e.

Наибольшая потеря напряжения в сети

$$\Delta U_e = \frac{\sqrt{3}}{\gamma F} \Sigma I_m l_m =$$

$$= \frac{\sqrt{3}}{53 \cdot 35} (104 \cdot 100 + 33{,}9 \cdot 140) = 14{,}2 \ в.$$

9-10. МЕТОД КОНТУРНЫХ УРАВНЕНИЙ

Метод контурных уравнений широко используется в электротехнике для нахождения распределения мощностей

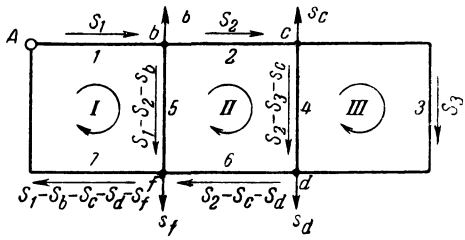


Рис. 9-34. Предполагаемое распределение мощностей в замкнутой сети.

(токов) в замкнутых сетях. В этом методе вводятся обозначения неизвестных мощностей на некоторых участках сети; через них и нагрузки сети выражаются мощности на всех остальных участках сети. Можно доказать, что число неизвестных мощностей должно быть принято равным разности между числом линий сети и числом узловых точек. За линии сети принимаются участки между узлом и питательным пунктом или между двумя узлами.

Изучение метода контурных уравнений проведем на сети на рис. 9-34, питаемой в точке A. В этой сети семь линий (*1*—*7*) и четыре узла: b, c, d и f. Число неизвестных мощностей нужно принять равным 3. Обозначим неизвестные мощности $\dot{S}_1$, $\dot{S}_2$ и $\dot{S}_3$. Предположим, что S_1 протекает на участке *1*, $\dot{S}_2$ — на участке *2* и $\dot{S}_3$ — на участке *3*. Неизвестные мощности, если желательно получить сразу систему канонических уравнений, необходимо намечать на участках, не являющихся общими для двух контуров. Система канонических уравнений позволяет применить некоторые специальные методы их решения, упрощающие вычисления и позволяющие проводить контроль правильности произведенных вычислений.

Мощности на участках *4*, *5*, *6* и *7* выражаем через неизвестные мощности и нагрузки сети.

Напишем контурные уравнения, обходя по контурам *I* — *III*. Направление обхода всех контуров для получения уравнений в канонической форме должно быть одним и тем же.

При расчетах сетей без учета потерь мощности в линиях сети, как было показано ранее, контурные уравнения можно написать следующим образом:

Контур *I*

$$z_1\dot{S}_1+z_5(\dot{S}_1-\dot{S}_2-\dot{s}_b)+$$
$$+z_7(\dot{S}_1-\dot{s}_b-\dot{s}_c-\dot{s}_d-\dot{s}_f)=0;$$

контур *II*

$$z_2\dot{S}_2+z_4(\dot{S}_2-\dot{S}_3-\dot{s}_c)+$$
$$+z_6(\dot{S}_2-\dot{s}_c-\dot{s}_d)-z_5(\dot{S}_1-\dot{S}_2-\dot{s}_b)=0;$$

контур *III*

$$z_3\dot{S}_3-z_4(\dot{S}_2-\dot{S}_3-\dot{s}_c)=0.$$

После преобразований получим:

$$Z_{\text{I}}\dot{S}_1-z_5\dot{S}_2-(z_5+z_7)\dot{s}_b-$$
$$-z_7(\dot{s}_c+\dot{s}_d+\dot{s}_f)=0;$$
$$-z_5\dot{S}_1+Z_{\text{II}}\dot{S}_2-z_4\dot{S}_3-(z_4+z_6)\dot{s}_c+$$
$$+z_5\dot{s}_b-z_6\dot{s}_d=0;$$
$$-z_4\dot{S}_2+Z_{\text{III}}\dot{S}_3+z_4\dot{s}_c=0,$$

где Z_{I}, Z_{II} и Z_{III} — полные сопротивления контуров *I*, *II* и *III*.

Уравнения получены в канонической форме, поскольку симметричные относительно главной диагональной оси коэффициенты при неизвестных равны между собой.

Анализируя уравнения (9-40), можно установить правила написания этих уравнений. Рассмотрим первое уравнение, написанное для контура *I*.

1. Неизвестная мощность $\dot{S}_1$ умножается на полное сопротивление контура *I* $(z_1+z_5+z_7)$.

2. Неизвестная мощность $\dot{S}_2$ смежного контура *II* умножается только на сопротивление z_5 участка сети, являющегося общим для контуров *I* и *II*.

3. Неизвестная мощность $\dot{S}_3$ контура *III*, не имеющего общего участка сети с контуром *I*, в уравнение для контура *I* не входит.

4. Мощности нагрузок умножаются только на сопротивления тех участков сети, на которых они протекают при намеченном распределении мощностей. Например, в первом уравнении мощность s_b — на (z_5+z_7), а мощности $\dot{s}_c$, $\dot{s}_d$ и $\dot{s}_f$ — на z_7.

Такие же положения будут получены при анализе уравнений для контуров *II* и *III*.

Для сети с активными и реактивными нагрузками и активными и реактивными сопротивлениями, произведя перемножение комплексных величин $\dot{S}$ и z в уравнениях (9-40) и приравняв отдельно действительные и мнимые части каждого из уравнений, получим уже не три, а шесть уравнений. Решая их совместно, найдем активные и реактивные мощности P_1, P_2 и P_3, Q_1, Q_2 и Q_3, а по ним — мощности на всех участках сети.

Зная распределение мощностей в сети, легко определим наибольшую потерю напряжения в сети, подсчитывая потери напряжения до точек раздела мощностей. При наличии ответвлений потери напряжения определяются и до конечных точек ответвлений.

Для однородных сетей, как и для линий с двусторонним питанием, можно первое уравнение системы (9-40) привести к виду:

$$(r_1+r_5+r_7)\,\dot{S}_1-r_5\dot{S}_2-$$

$$-(r_5+r_7)\,\dot{s}_b-r_7(\dot{s}_c+\dot{s}_d+\dot{s}_f)=0,$$

где r_1, $r_2\ldots$ — активные сопротивления соответствующих участков сети.

Обозначая суммы сопротивлений, являющихся коэффициентами при неизвестных $\dot{S}_1$, $\dot{S}_2\ldots$, через R_1 и R_2 и свободный член — комплексом $A+jB$, получаем

$$R_1\dot{S}_1-R_2\dot{S}_2+A+jB=0.$$

Внеся в последнее уравнение

$$\dot{S}_1=P_1-jQ_1 \quad \text{и} \quad \dot{S}_2=P_2-jQ_2,$$

напишем его в виде:

$$R_1(P_1-jQ_1)-R_2(P_2-jQ_2)+$$
$$+A+jB=0,$$

или

$$R_1P_1-jR_1Q_1-R_2P_2+jR_2Q_2+$$
$$+A+jB=0.$$

Приравнивая отдельно действительные и мнимые части этого уравнения, находим:

$$\left.\begin{aligned} R_1P_1-R_2P_2+A&=0;\\ -R_1Q_1+R_2Q_2+B&=0;\end{aligned}\right\}\quad(9\text{-}40)$$

Аналогичным путем уравнения для двух других контуров можно привести к виду:

$$\left.\begin{aligned} -R_2P_1+R_4P_2-R_3P_3+C&=0;\\ R_2Q_1-R_4Q_2+R_3Q_3+D&=0;\\ -R_3P_2+R_5P_3+F&=0;\\ R_3Q_2-R_5Q_3+E&=0.\end{aligned}\right\}\quad(9\text{-}41)$$

Уравнения (9-41) показывают, что в однородных сложно-замкнутых сетях, так же как и в линиях с двусторонним питанием, распределения активных и реактивных мощностей находятся независимо друг от друга.

Для сети, на всех участках которой подвешен провод одного сечения и среднегеометрические расстояния между проводами равны, сопротивления R в (9-41) заменяются длинами соответствующих участков сети.

Рассчитывают сеть с активными и сеть с реактивными нагрузками. Сопротивления участков сети заменяют их длинами. Уравнения по контурам составляются в величинах, пропорциональных падениям напряжения. Полные мощности получаются суммированием активных и реактивных нагрузок на отдельных участках сети.

После решения уравнений необходимо проверить правильность произведенных вычислений. Сумма потерь напряжения в каждом контуре должна быть равна нулю.

Необходимость проверки диктуется тем, что при решении уравнений возможна ошибка (ошибки), что особенно вероятно при большом числе уравнений.

Укажем некоторые приемы, облегчающие составление уравнений и уменьшающие вероятность ошибок при расчетах сетей методом контурных уравнений.

Сеть на рис. 9-35 показана с нагрузками только в узловых точках. В действительности имеются всегда нагрузки и на линиях сети. В таких случаях целесообразно нагрузки, находящиеся на линиях сети, разнести в узлы и питательные пункты, воспользовавшись для этого правилом, выведенным при изучении метода преобразования сети. Разнос нагрузок можно осуществить с проверкой произведен-

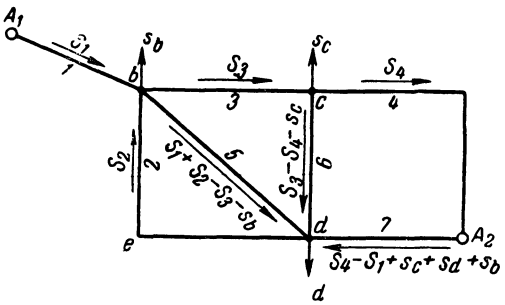


Рис. 9-35. Схема замкнутой сети.

ных вычислений. Наличие нагрузок только в узлах сети уменьшает число слагаемых $z_m s_m$, свободных членов уравнений и тем самым уменьшает вероятность ошибки при вычислениях.

Контурные уравнения получаются сразу в канонической форме при правильном выборе контуров. В сети на рис. 9-34 выбор контуров произвести легко. Для сетей с более сложными схемами можно рекомендовать следующий прием.

В сети на рис. 9-35 за контур *I* принимается тот, по всем сторонам которого проходит неизвестная мощность $\dot{S}_1$, за контур *II* — тот, по всем сторонам которого проходит неизвестная мощность $\dot{S}_2$, и т. д.

Следовательно, контурные уравнения для сети на рис. 9-35 должны быть написаны по контурам: контур $I - A_1bdA_2$, контур $II - bdeb$, контур $III - bcdb$, контур $IV - cA_2dc$.

Контурные уравнения для этой сети:

$$Z_I\dot{S}_1 + z_5\dot{S}_2 - z_5\dot{S}_3 - z_7\dot{S}_4 - z_5\dot{s}_b - z_7(\dot{s}_b + \dot{s}_c + \dot{s}_d) = 0;$$

$$z_5\dot{S}_1 + Z_{II}\dot{S}_2 - z_5\dot{S}_3 - \dot{z}_5 s_b = 0;$$

$$-z_5\dot{S}_1 - z_5\dot{S}_2 + Z_{III}\dot{S}_3 - z_6\dot{S}_4 - z_6\dot{s}_c + z_5\dot{s}_b = 0;$$

$$-z_7\dot{S}_1 - z_6\dot{S}_3 + Z_{IV}\dot{S}_4 + z_7(\dot{s}_c + \dot{s}_d + \dot{s}_b) + z_6\dot{s}_c = 0,$$

где

$$Z_I = z_1 + z_5 + z_7; \quad Z_{II} = z_2 + z_5;$$

$$Z_{III} = z_3 + z_6 + z_5; \quad Z_{IV} = z_4 + z_7 + z_6.$$

Контурные уравнения получены сразу в канонической форме.

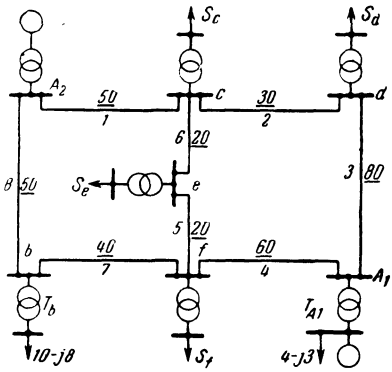


Рис. 9-36. Замкнутая районная сеть 110 *кв*.

Пример 9-7. Найти распределение мощностей и определить напряжения на шинах высшего напряжения подстанций в сети на рис. 9-36. Номинальное напряжение сети 110 *кв*. Вся сеть выполнена воздушными линиями с проводами марки АС-120. На сеть работают две станции: A_1 и A_2. Первая из них работает по заданному графику; нагрузка генераторов этой станции 50—*j*38,4 *Мва*. Станция A_2 принимает на себя всю остальную нагрузку сети. На шинах высшего напряжения станции A_1 поддерживается напряжение 115 *кв*.

Решение задачи начнем с приведения нагрузок к стороне высшего напряжения.

Подстанция *b*

На этой подстанции установлены два трехфазных трансформатора по 10 *Мва* каждый. Сопротивление одного трансформатора, отнесенное к напряжению основного вывода высшего напряжения:

$$R_т = 11{,}12 \text{ ом} \text{ и } X_т = 127 \text{ ом}.$$

При нагрузке на шинах низшего напряжения 10—*j*8 *Мва* потери мощности в обмотках трансформаторов составят:

$$\Delta P_м = \frac{P_т^2 + Q_т^2}{U_н^2}\frac{R_т}{n} = \frac{10^2 + 8^2}{110^2}\cdot\frac{11{,}12}{2} = 0{,}075 \text{ Мвт};$$

$$\Delta Q_м = \frac{P_т^2 + Q_т^2}{U_н^2}\frac{X_т}{n} = \frac{10^2 + 8^2}{110^2}\cdot\frac{127}{2} = 0{,}86 \text{ Мвар}.$$

Определение потерь мощности в трансформаторах произведено по номинальному напряжению, поскольку действительное напряжение в точке *b* еще неизвестно.

Потери в стали каждого трансформатора равны $\Delta P_{ст} = 38{,}5$ *квт*, а намагничивающая мощность $\Delta Q_{ст} = 350$ *квар*.

Следовательно, к зажимам высшего напряжения трансформаторов должна быть подведена мощность

$$\dot{s}'_b = (10 - j8) + (0{,}075 - j0{,}86) + (2 \cdot 0{,}0385 - j2 \cdot 0{,}35) = 10{,}152 - j9{,}56 \ \textit{Мва}.$$

Полученная величина является нагрузкой, приведенной к стороне высшего напряжения.

К шинам подстанции b подходят две линии: 7 и 8 суммарной длиной 90 *км*. Реактивная проводимость линий равна $b_0 = 2{,}69 \times 10^{-6} \times \frac{1}{\textit{ом} \cdot \textit{км}}$. Следовательно, при П-образной схеме замещения линий реактивная мощность, генерируемая сетью в точке b, определится равной:

$$\Delta Q_c = 2{,}69 \cdot 10^{-6} \frac{90}{2} \cdot 10^2 = 1{,}46 \ \textit{Мвар}.$$

Реактивная мощность, генерируемая линиями, определена по номинальному напряжению сети.

Расчетная нагрузка, принимая коэффициент одновременности равным 1, подстанции b получается

$$\dot{s}_b = (10{,}152 - j9{,}56) + j1{,}46 \approx 10{,}2 - j8{,}1 \ \textit{Мва}.$$

Станция A_1

Потери в стали и намагничивающая мощность двух трансформаторов по 31,5 *Мва* составляют:

$$\Delta P_{ст} = 172 \ \textit{квт}; \quad \Delta Q_{ст} = 1\,260 \ \textit{квар}.$$

Учитывая нагрузку на шинах низшего напряжения станции, равную $4 - j3$ *Мва*, получим мощность, проходящую по обмоткам трансформаторов (Г-образная схема замещения), равной:

$$\dot{s}''_{A2} = (50 - j38{,}4) - (4 - j3) - (0{,}172 - j1{,}26) = 45{,}83 - j34{,}14 \ \textit{Мва}.$$

При активном сопротивлении двух параллельно работающих трансформаторов $R_т = 1{,}33$ *ом* и реактивном $X_т = 24{,}4$ *ом* потери мощности в обмотках трансформаторов составят:

$$\Delta P_м = \frac{45{,}83^2 + 34{,}14^2}{110^2} \cdot 1{,}33 = 0{,}36 \ \textit{Мвт};$$

$$\Delta Q_м = \frac{45{,}83^2 + 34{,}14^2}{110^2} \cdot 24{,}4 = 6{,}56 \ \textit{Мвар}.$$

Мощность, отдаваемая с зажимов высшего напряжения трансформаторов,

$$\dot{s}'_{A1} = (45{,}83 - j34{,}14) - (0{,}36 - j6{,}56) = 45{,}47 - j27{,}58 \ \textit{Мва}.$$

Реактивная мощность, генерируемая линиями, отходящими от шин станции A_1, общей длиной 140 *км*,

$$\Delta Q_c = 2{,}69 \cdot 10^{-6} \frac{140}{2} \cdot 110^2 = 2{,}27 \ \textit{Мвар}.$$

Потери мощности в трансформаторах и реактивная мощность, генерируемая линиями, найдены по номинальному напряжению, несмотря на то, что напряжение на шинах станции A_1 является заданным. Уточненное определение этих величин только для одной точки сети не имеет смысла, как практически не влияющее на точность расчетов.

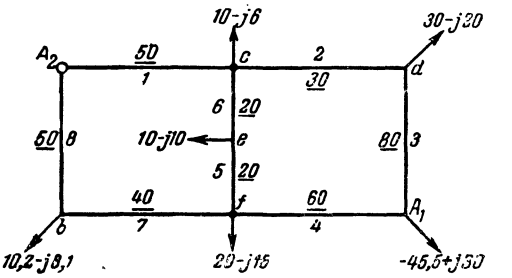


Рис. 9-37. Схема замкнутой сети с расчетными нагрузками.

Расчетная мощность станции A_1

$$\dot{s}_{A1} = (-45{,}47 + j27{,}58) + j2{,}27 \approx -45{,}5 + j30 \ \textit{Мва}.$$

После определения всех расчетных нагрузок они получились равными нанесенным на схему сети на рис. 9-37.

Разнесем нагрузку $\dot{s}_e$ в узлы c и f. Поскольку эта нагрузка находится на середине участка cf, в точки c и f должно быть перенесено по $5 - j5$ *Мва*. Новые нагрузки в узлах составят:

$$\dot{s}_c = \dot{s}'_c + \dot{s}_{cп} = (10 - j6) + (5 - j5) = 15 - j11 \ \textit{Мва};$$

$$\dot{s}_f = \dot{s}'_f + \dot{s}_{fп} = (20 - j15) + (5 - j5) = 25 - j20 \ \textit{Мва}.$$

Схема сети после разноса нагрузок изображена на рис. 9-38.

Примем за неизвестные мощности $\dot{S}_1$ и $\dot{S}_2$, проходящие по участкам 1 и 2. Все остальные мощности выразим через неизвестные мощности и мощности нагрузок.

Напишем контурные уравнения раздельно для активных и реактивных мощностей по контурам I и II.

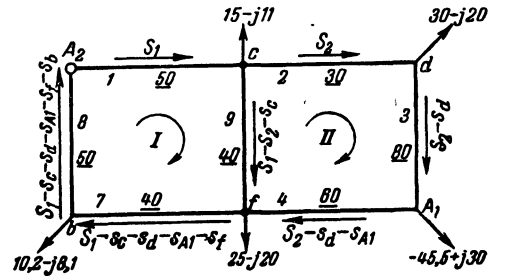


Рис. 9-38. Предполагаемое распределение мощностей в сети.

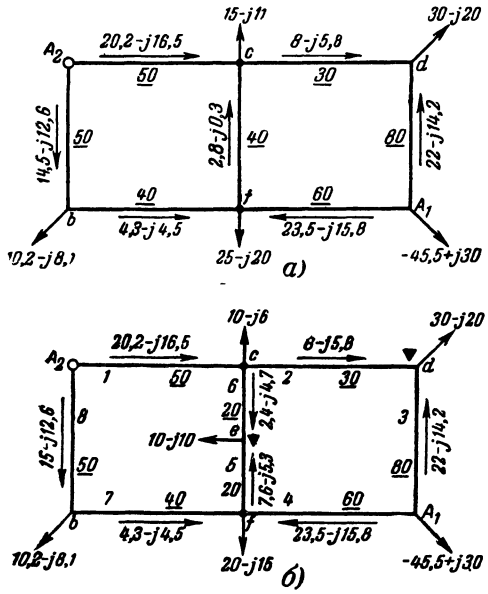


Рис. 9-39. Распределение мощностей в сети.

Для активных мощностей

$$(z_1 + z_9 + z_7 + z_3)\,P_1 - z_9 P_2 - $$
$$- z_9 p_c - z_7 (p_c + p_d + p_{A1} + p_f) -$$
$$- z_8 (p_c + p_d + p_{A1} + p_f + p_b) = 0;$$
$$- z_9 P_1 + (z_2 + z_3 + z_4 + z_9)\,P_2 -$$
$$- z_3 p_d - z_4 (p_d + p_{A1}) + z_9 p_c = 0.$$

Подставляя в эти уравнения числовые величины, получаем:

$$180 P_1 - 40 P_2 - 3\,315 = 0;$$
$$- 40 P_1 + 210 P_2 - 870 = 0,$$

решение которых дает:

$$P_1 = 20{,}2 \text{ } Мвт;\ P_2 = 8 \text{ } Мвт.$$

Аналогично для реактивных мощностей найдем:

$$Q_1 = 16{,}5 \text{ } Мвар;\ Q_2 = 5{,}8 \text{ } Мвар.$$

Найденное распределение мощностей нанесено на схему сети на рис. 9-39,*а*.

Проверим правильность произведенных вычислений, подсчитав величины, пропорциональные падениям напряжения в контуре *I* от активных и реактивных мощностей.

Для активных мощностей

$$50 \cdot 20{,}2 - 40 \cdot 2{,}8 - 40 \cdot 4{,}3 - 50 \cdot 14{,}5 = +1.$$

Для реактивных мощностей

$$50 \cdot 16{,}5 - 40 \cdot 0{,}3 - 40 \cdot 4{,}5 - 50 \cdot 12{,}6 = +3.$$

Проверка показывает, что значения $\dot{S}_1$ и $\dot{S}_2$ найдены с точностью, вполне удовлетворяющей требованиям инженерных расчетов. Последнее утверждение основано на том, что остатки +1 и +3 нужно сравнивать с величинами, пропорциональными падениям напряжения от найденных мощностей $\dot{S}_1$ и $\dot{S}_2$, т. е. соответственно с $50 \cdot 20{,}2 = 1\,010$ и $50 \cdot 16{,}5 = 825$.

Возвращая нагрузку $\dot{s}_e$ в точку *e*, получаем действительное распределение мощностей в сети, показанное на схеме на рис. 9-39,*б*. В сети имеются две точки раздела мощностей: *e* и *d*.

Определим потери мощности и напряжения в разных точках сети с учетом потерь мощности.

Мощности по линиям *3* и *4* при учете и без учета потерь мощности будут одинаковыми, поскольку станция A_1 работает с заданной нагрузкой. Эти мощности соответствуют мощностям в начале участков.

Потери мощности на участке *3* сети:

$$\Delta P_3 = \frac{(P_3')^2 + (Q_3')^2}{U_{A1}^2} R =$$
$$= \frac{22^2 + 14{,}2^2}{115^2} \cdot 0{,}27 \cdot 80 = 1{,}1 \text{ } Мвт;$$
$$\Delta Q_3 = \frac{(P_3')^2 + (Q_3')^2}{U_{A1}^2} X =$$
$$= \frac{22^2 + 14{,}2^2}{115^2} \cdot 0{,}42 \cdot 80 = 1{,}8 \text{ } Мвар.$$

Мощность в конце участка *3*

$$\dot{S}_3'' = (22 - j14{,}2) - (1{,}1 - j1{,}8) =$$
$$= 20{,}9 - j12{,}4 \text{ } Мва.$$

Нанесем ее на схему сети на рис. 9-40.

Из условия баланса мощностей в точке *d* имеем:

$$\dot{S}_2'' = \dot{s}_d - \dot{S}_3'' = (30 - j20) -$$
$$- (20{,}9 - j12{,}4) = 9{,}1 - j7{,}6 \text{ } Мва.$$

Напряжение в точке *d*

$$U_d = U_{A1} - \Delta U_3 = 115 -$$
$$- \frac{22 \cdot 0{,}27 \cdot 80 - 14{,}2 \cdot 0{,}42 \cdot 80}{115} = 106{,}7 \text{ } кв.$$

Потери мощности на участке *2* определились равными:

$$\Delta P_2 = 0{,}1 \text{ } Мвт \text{ и } \Delta Q_2 = 0{,}16 \text{ } Мвар.$$

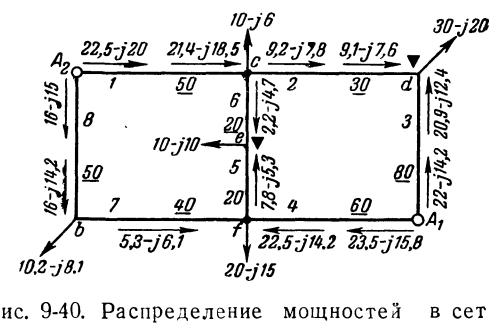


Рис. 9-40. Распределение мощностей в сети с учетом потерь мощности в линиях.

Мощность в начале участка *2*

$$\dot{S}_2' = (9{,}1 - j7{,}6) + (0{,}1 - j0{,}16) = 9{,}2 - j7{,}8 \ \textit{Мва}.$$

Напряжение в точке *c* сети

$$U_c = U_d + \Delta U_2 = 106{,}7 + \frac{9{,}1 \cdot 0{,}27 \cdot 30 + 7{,}6 \cdot 0{,}42 \cdot 30}{106{,}7} = 108{,}3 \ \textit{кв}.$$

Потери мощности на участке *2* сети составляют очень малую величину, которая практически не влияет на результаты расчета. Потери мощности на участках *5* и *6* будут еще меньше, и потому ими пренебрегаем.

Мощность в конце участка *1*

$$\dot{S}_1'' = (10 - j6) + (9{,}2 - j7{,}8) + (2{,}2 - j4{,}7) = 21{,}4 - j18{,}5 \ \textit{Мва}.$$

Поступая подобным же образом, находим мощности на всех участках и напряжения во всех точках сети.

9-11. ПРИБЛИЖЕННОЕ РЕШЕНИЕ СИСТЕМЫ КОНТУРНЫХ УРАВНЕНИЙ

Точное нахождение распределения мощностей в сети методом контурных уравнений применяется при небольшом числе контуров. При числе контуров 3—6 и более, когда необходимо совместное решение 5—12 и более уравнений, вычисления становятся громоздкими, требующими большой затраты труда и времени. Поэтому при расчетах замкнутых сетей с большим числом контуров распределение мощностей находится приближенно.

Наиболее быстро система контурных уравнений, являющихся линейными, решается методом последовательных приближений. Способов приближенного решения линейных уравнений много. Ознакомимся с одним из них, требующим, по мнению авторов, наименьшего количества вычислений [Л. 30].

Для замкнутой сети с m контурами можно составить систему из m контурных уравнений, написанных в канонической форме:

$$\left.\begin{aligned}
&z_{11}\dot{S}_1 - z_{12}\dot{S}_2 - z_{13}\dot{S}_3 - \ldots - \\
&- z_{1m}\dot{S}_m - A_1 = 0; \\
&- z_{21}\dot{S}_1 + z_{22}\dot{S}_2 - z_{23}\dot{S}_3 - \ldots - \\
&- z_{2m}\dot{S}_m - A_2 = 0; \\
&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\
&- z_{m1}\dot{S}_1 - z_{m2}\dot{S}_2 - z_{m3}\dot{S}_3 + \ldots + \\
&+ z_{mm}\dot{S}_m - A_m = 0,
\end{aligned}\right\} \quad (9\text{-}42)$$

в которых z_{kk} — полное сопротивление контура;

z_{km} — сопротивление общих участков сети контуров k и m.

Решение системы уравнений (9-42) заменим решением другой системы уравнений, полученной из первой. Зададимся произвольным распределением мощностей $\dot{S}_1^0$, $\dot{S}_2^0$, ... в сети, соблюдая баланс мощностей во всех точках сети. Поскольку предположенное распределение мощностей не соответствует действительному, при обходе по контурам получим неуравновешенные э. д. с. (пропорциональные им величины), равные:

$$\left.\begin{aligned}
&z_{11}\dot{S}_1^0 - z_{12}\dot{S}_2^0 - z_{13}\dot{S}_3^0 - \ldots - \\
&- z_{1m}\dot{S}_m^0 - A_1 = \Delta\dot{e}_1; \\
&- z_{21}\dot{S}_1^0 + z_{22}\dot{S}_2^0 - z_{23}\dot{S}_3^0 - \ldots - \\
&- z_{2m}\dot{S}_m^0 - A_2 = \Delta\dot{e}_2; \\
&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\
&- z_{m1}\dot{S}_1^0 - z_{m2}\dot{S}_2^0 - z_{m3}\dot{S}_3^0 - \ldots + \\
&+ z_{mm}\dot{S}_m^0 - A_m = \Delta\dot{e}_m.
\end{aligned}\right\} \quad (9\text{-}43)$$

Вычитая из (9-43) соответствующие уравнения системы (9-42), получаем

$$\left.\begin{aligned}
&z_{11}\Delta\dot{S}_1 - z_{12}\Delta\dot{S}_2 - z_{13}\Delta\dot{S}_3 - \\
&- \ldots - z_{1m}\Delta\dot{S}_m = \Delta\dot{e}_1; \\
&- z_{21}\Delta\dot{S}_1 + z_{22}\Delta\dot{S}_2 - z_{23}\Delta\dot{S}_3 - \\
&- \ldots - z_{2m}\Delta\dot{S}_m = \Delta e_2; \\
&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\
&- z_{m1}\Delta\dot{S}_1 - z_{m2}\Delta\dot{S}_2 - z_{m3}\Delta\dot{S}_3 - \\
&- \ldots + z_{mm}\Delta\dot{S}_m = \Delta\dot{e}_m,
\end{aligned}\right\} \quad (9\text{-}44)$$

где

$$\Delta\dot{S}_1 = \dot{S}_1^0 - \dot{S}_1; \quad \Delta\dot{S}_2 = \dot{S}_2^0 - \dot{S}_2 \text{ и т. д.}$$

представляют собой поправки, которые следует внести в предположенное распределение мощностей.

Действительные мощности на участках сети, определятся равными:

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_1^0 - \Delta\dot{S}_1; \quad \dot{S}_2 = \dot{S}_2^0 - \Delta\dot{S}_2 \text{ и т. д.}$$

Из (9-44) поправки к линейным мощностям составят:

$$\left.\begin{aligned}
\Delta\dot{S}_1 &= \frac{\Delta\dot{e}_1}{z_{11}} + \frac{z_{12}}{z_{11}}\Delta\dot{S}_2 + \frac{z_{13}}{z_{11}}\Delta\dot{S}_3 + \\
&+ \ldots + \frac{z_{1m}}{z_{11}}\Delta\dot{S}_m; \\
\Delta\dot{S}_2 &= \frac{\Delta\dot{e}_2}{z_{22}} + \frac{z_{21}}{z_{22}}\Delta\dot{S}_1 + \frac{z_{23}}{z_{22}}\Delta\dot{S}_3 + \\
&+ \ldots + \frac{z_{2m}}{z_{22}}\Delta\dot{S}_m; \\
&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\
\Delta\dot{S}_m &= \frac{\Delta\dot{e}_m}{z_{mm}} + \frac{z_{m1}}{z_{mm}}\Delta\dot{S}_1 + \\
&+ \frac{z_{m2}}{z_{mm}}\Delta\dot{S}_2 + \ldots + \frac{z_{m(m-1)}}{z_{mm}}\Delta\dot{S}_{m-1}.
\end{aligned}\right\} \quad (9\text{-}45)$$

Как первое приближение принимаем:

$$\Delta\dot{S}_1^{(1)} = \frac{\Delta\dot{e}_1}{z_{11}}$$

и подставляем значение $\Delta\dot{S}_1^{(1)}$ во все остальные уравнения (9-45).

Первую поправку к мощности $\dot{S}_2^0$ определяем из второго уравнения системы (9-45) по первым двум членам этого уравнения:

$$\Delta\dot{S}_2^{(1)} = \frac{\Delta\dot{e}_2}{z_{22}} + \frac{z_{21}}{z_{22}}\Delta\dot{S}_1^{(1)}.$$

Найденную поправку $\Delta\dot{S}_2^{(1)}$ вносим во все уравнения системы (9-45). Находим поправку $\Delta\dot{S}_3^{(1)}$ к мощности $\dot{S}_3^0$. Поступая аналогично, находим первые поправки для всех мощностей.

Затем находится вторая поправка к S_{01} из первого уравнения (9-45) и т. д. Число поправок берется в соответствии с требованиями точности расчета.

Пример 9-8. Найти методом последовательных приближений распределение мощностей в сети на рис. 9-41. Подчеркнутые цифры — величины, пропорциональные сопротивлениям участков сети. Нагрузки сети чисто активные.

Задаемся распределением мощностей, показанным на схеме сети на рис. 9-41,*а*.

Найдем неуравновешенные контурные э. д. с.:

контур *I*

$$\Delta\dot{e}_1 = 70\cdot 30 - 70\cdot 30 = 0;$$

контур *II*

$$\Delta\dot{e}_2 = 80\cdot 15 + 10\cdot 40 - 70\cdot 30 = -500;$$

контур *III*

$$\Delta\dot{e}_3 = 70\cdot 30 - 10\cdot 40 - 80\cdot 15 = +500.$$

Система уравнений (9-45) для определения поправок к линейным мощностям применительно к рассчитываемой сети напишется следующим образом:

$$\Delta\dot{S}_{\text{I}} = 0 + \frac{30}{140}\Delta\dot{S}_{\text{II}} + \frac{30}{140}\Delta\dot{S}_{\text{III}};$$

$$\Delta\dot{S}_{\text{II}} = -\frac{500}{85} + \frac{30}{85}\Delta\dot{S}_{\text{I}} + \frac{15}{85}\Delta\dot{S}_{\text{III}};$$

$$\Delta\dot{S}_{\text{III}} = \frac{500}{85} + \frac{30}{85}\Delta\dot{S}_{\text{I}} + \frac{15}{85}\Delta\dot{S}_{\text{II}},$$

или

$$\Delta\dot{S}_{\text{I}} = 0{,}214\,(\Delta\dot{S}_{\text{II}} + \Delta\dot{S}_{\text{III}});$$

$$\Delta\dot{S}_{\text{II}} = -5{,}88 + 0{,}354\Delta\dot{S}_{\text{I}} + 0{,}177\Delta\dot{S}_{\text{III}};$$

$$\Delta\dot{S}_{\text{III}} = 5{,}88 + 0{,}354\Delta\dot{S}_{\text{I}} + 0{,}177\Delta\dot{S}_{\text{II}}.$$

Первая поправка

$$\Delta\dot{S}_{\text{I}}^{(1)} = 0.$$

Из второго уравнения находим первую поправку к $\dot{S}_{\text{II}}^0$:

$$\Delta\dot{S}_{\text{II}}^{(1)} = -5{,}88.$$

Из третьего уравнения получим:

$$\Delta\dot{S}_{\text{III}}^{(1)} = 5{,}88 + 0{,}177\,(-5{,}88) = 4{,}84.$$

Вторые поправки:

$$\Delta\dot{S}_{\text{I}}^{(2)} = 0{,}214\,(-5{,}88 + 4{,}88) = -0{,}22;$$

$$\Delta\dot{S}_{\text{II}}^{(2)} = -5{,}88 + 0{,}354(-0{,}22) + 0{,}177\cdot 4{,}84 = -5{,}1;$$

$$\Delta\dot{S}_{\text{III}}^{(2)} = 5{,}88 + 0{,}354\,(-0{,}22) + 0{,}177\,(-5{,}1) = 4{,}9$$

Третьи поправки:

$$\Delta\dot{S}_{\text{I}}^{(3)} = 0{,}214\,(-5{,}1 + 4{,}9) = -0{,}04;$$

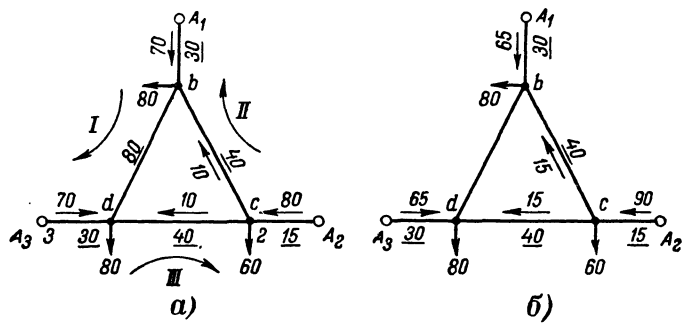


Рис. 9-41. Схема замкнутой сети.

а — предполагаемое распределение мощностей; *б* — действительное распределение мощностей.

$$\Delta\dot{S}_{II}^{(3)} = -5{,}88 + 0{,}354\,(-0{,}04) + \\ + 0{,}177 \cdot 4{,}9 = -5;$$

$$\Delta\dot{S}_{III}^{(3)} = 5{,}88 + 0{,}354\,(-0{,}04) + 0{,}177\,(-5) = 5.$$

Дальнейшее вычисление поправок не имеет смысла, поскольку изменения их незначительны. Можно было бы ограничиться вторыми поправками, так как они практически не отличаются от первых.

Действительное распределение мощностей найдется, если в предположенное распределение внести вычисленные поправки:

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_I^0 - \Delta\dot{S}_I + \Delta\dot{S}_{II} = 70 - 5 = 65;$$

$$\dot{S}_2 = \dot{S}_{II}^0 - \Delta\dot{S}_{II}^0 + \Delta\dot{S}_{III} = 80 + 5 + 5 = 90;$$

$$\dot{S}_3 = \dot{S}_{III}^0 - \Delta\dot{S}_{III} + \Delta\dot{S}_I = 70 - 5 = 65.$$

Найденное распределение мощностей показано на схеме на рис. 9-41,*б*.

Проверим полученные результаты, для чего определим неуравновешенные контурные э. д. с.

По контуру *I*

$$65 \cdot 30 - 65 \cdot 30 = 0.$$

По контуру *II*

$$65 \cdot 30 - 15 \cdot 40 - 90 \cdot 15 = 0.$$

Найденное распределение мощностей соответствует действительному.

9-12. МЕТОД НАЛОЖЕНИЯ

При проектировании и эксплуатации электрической системы рассматриваются разные режимы работы ее.

В ряде случаев наступивший режим отличается от рассчитанного ранее только изменением одного или небольшого числа параметров системы. Например, вышел аварийно из работы турбогенератор на электростанции. Нагрузки потребителей остались неизменными. Все электростанции, кроме одной, продолжают выдавать ту же мощность. Или аварийно отключилась одна из линий сети; нагрузки и мощности, выдаваемые станциями, не изменились.

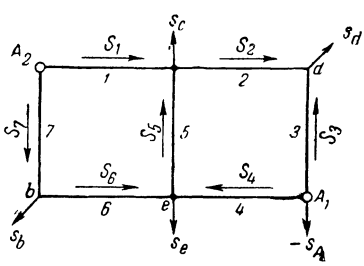


Рис. 9-42. Распределение мощностей в сети до изменения режима работы системы.

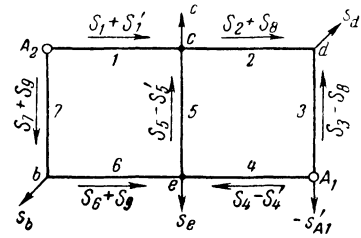


Рис. 9-43. Распределение мощностей в сети после изменения режима работы системы.

Если распределение мощностей в сети до изменения режима работы системы известно, то можно применить для нахождения нового распределения мощностей метод наложения, упрощающий и сокращающий расчеты.

В сети с двумя станциями: A_1 и A_2 (рис. 9-42) при расчетной мощности станции A_1, равной $\dot{s}_{A1}$, распределение мощностей известно. Предположим, что расчетная нагрузка станции A_1 по каким-то причинам уменьшилась на $\Delta\dot{s}_{A1}$ и стала $\dot{s}'_{A1}$ (рис. 9-43). Для нахождения нового распределения мощностей в сети определим его сначала для сети на рис. 9-44 с нагрузкой только в одной точке A_1, равной изменению расчетной мощности этой станции. При уменьшении расчетной мощности станции в точке A_1 должна быть приложена нагрузка $+\Delta\dot{s}_{A1}$, а при увеличении — нагрузка $-\Delta\dot{s}_{A1}$. Найденное в этой сети распределение мощностей (рис. 9-44) нужно наложить на распределение мощностей в сети на рис. 9-42. В результате получим искомое распределение мощностей для нового режима работы системы.

Нахождение распределения мощностей в сети с одной нагрузкой (рис. 9-44) требует меньше затрат труда, чем в сети со многими нагрузками (рис. 9-43).

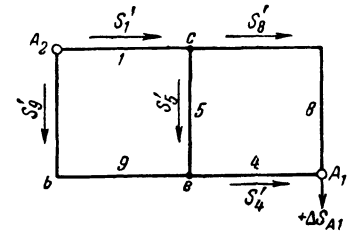


Рис. 9-44. Распределение мощностей в сети после изменения режима работы станции A_1

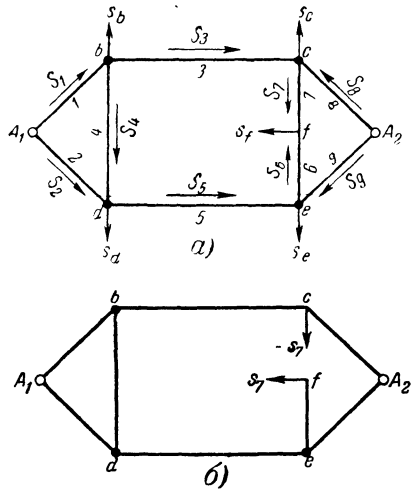


Рис. 9-45. Схема замкнутой сети.
а — распределение мощностей в сети; *б* — расчетная схема сети при отключении участка 7 сети.

Рассмотрим случай выхода из работы одного из участков сети. Для режима работы системы при всех линиях сети распределение мощностей показано на рис. 9-45,*а*. Предположим, что отключился участок *7* сети, по которому протекала мощность $\dot{S}_7$. Изменения в распределении мощностей в сети найдутся, если рассмотреть сеть на рис. 9-45,*б*, нагруженную только в точках *c* и *f*, в которых присоединялась линия *7*. Из точки *c* по линии *7* отходила мощность $\dot{S}_7$; к точке *f* притекала та же мощность $\dot{S}_7$. При выходе линии *7* должно произойти изменение распределения мощностей, которое будет соответствовать распределению мощностей в сети, если предположить, что в точке *c* происходит подпитка сети мощностью $\dot{S}_7$ (нагрузка — $\dot{S}_7$), а в точке *f* приложена нагрузка $\dot{S}_7$. Наложив полученное распределение мощностей на найденное ранее, определим искомое распределение мощностей для нового режима работы системы.

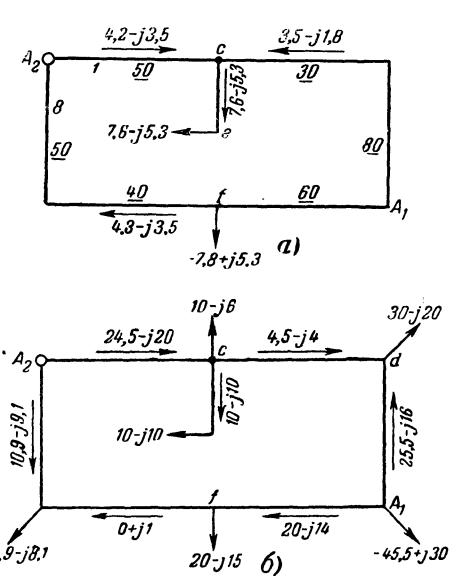


Рис. 9-46. Схема сети при расчете ее методом наложения.
а — расчетная схема сети; *б* — распределение мощностей в сети.

Пример 9-9. Найти распределение мощностей в сети из примера 9-7 при отключении участка *5* сети.

Распределение мощностей в предшествующем режиме показано на рис. 9-39.

Найдем распределение мощностей в сети на рис. 9-46,*а* с нагрузками только в точках *e* и *f*, соответствующими линейной мощности участка *5* сети.

Мощность, проходящая по участку *1*,

$$\dot{S}'_1 = \frac{(-7{,}8+5{,}3)\cdot 90+(7{,}8-j5{,}3)\cdot 260}{310} = 4{,}3-j3{,}5\ \textit{Мва}.$$

Распределение мощностей по всем участкам сети показано на рис. 9-46,*а*.

Наложив оба распределения мощностей, получим распределение мощностей для нового режима работы системы (рис. 9-46,*б*).

Применение метода наложения мощностей для рассмотренной сети дало сокращение расчетной работы. При решении задачи со всеми нагрузками (рис. 9-46,*б*) в числителе выражения для S'_1 было бы произведение не двух, а пяти нагрузок на соответствующие длины. Необходимо отметить, что обычно участки сети выполняются проводами разных сечений, и поэтому комплексы мощностей множились бы на комплексные величины сопротивлений.

Особо большое сокращение счетной работы при использовании метода наложения мощностей получается в сложно замкнутых сетях с большим числом линий.

9-13. МЕТОД РАСЩЕПЛЕНИЯ СХЕМЫ СЕТИ

При рассмотрении частных случаев расчета замкнутых сетей (см. § 9-4) было показано, что в однородной сети распределение активных и реактивных мощностей не зависят друг от друга. Сеть расщепляется на две независимые схемы: одну — нагруженную только активными и вторую — только реактивными нагрузками. В каждой из них находится распределение мощностей. Полные мощности получаются суммированием протекающих на от-

дельных участках сети активных и реактивных мощностей.

В сетях 220 *кв* применяются провода АС-300—АСУ-400. На участках замкнутых сетей 110 *кв* в большинстве случаев подвешиваются провода крупных сечений. Ряд сетей 35 *кв* сооружается с сечениями проводов, мало отличающимися друг от друга. Такие сети приближаются к однородным, что позволяет при приближенных расчетах использовать метод, подобный применяемому при расчетах однородных сетей [Л. 31]. Сокращается счетная работа. Система уравнений с комплексными величинами заменяется двумя независимыми системами с тем же числом неизвестных, но содержащими только вещественные величины.

При расщеплении схем сетей, приближающихся к однородным, составляются две независимые схемы сети: одна — с реактивными сопротивлениями и активными нагрузками, вторая — с активными сопротивлениями и реактивными нагрузками. В каждой из них находится распределение мощностей; накладывая друг на друга распределение активных и реактивных мощностей, найдем распределение полных мощностей.

Реактивные сопротивления 1 *км* (1 *м*) линий изменяются в узких пределах, и потому распределение активных мощностей можно находить по длинам участков сети.

Расщепленную сеть с активными сопротивлениями можно привести к одному сечению провода и находить распределение реактивных мощностей также по длинам участков сети.

В качестве примера погрешности, получаемой при расщеплении сети, имеющей на участках сечения проводов, близкие друг к другу, на схемах на рис. 9-47 показаны распределения

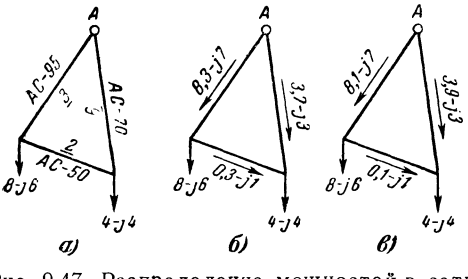


Рис. 9-47. Распределение мощностей в сети.

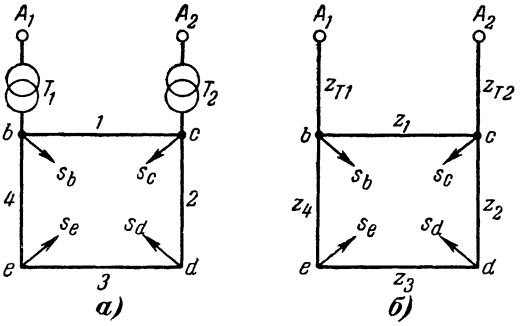


Рис. 9-48. Замкнутая сеть с трансформаторами.

мощностей, найденные разными методами. На схеме на рис. 9-47,*а* даны нагрузки в мегавольт-амперах, сечения и марки проводов и длины участков сети. На схеме сети на рис. 9-47,*б* показано действительное распределение мощностей, а на схеме на рис. 9-47,*в* — распределение мощностей, найденное методом расщепления схемы сети. В рассматриваемой сети погрешности получились небольшими, приемлемыми при перспективном проектировании.

9-14. ЗАМКНУТЫЕ СЕТИ С ТРАНСФОРМАТОРАМИ

Изложенные методы нахождения распределения мощностей пригодны и для сетей, содержащих трансформаторы.

Предположим, что сеть на рис. 9-48,*а* содержит трансформаторы T_1 и T_2. Представляя трансформаторы схемой замещения (без учета потерь мощности в стали), получим схему на рис. 9-48,*в*, которую можно рассчитать любым из рассмотренных выше методов.

При учете потерь мощности в стали трансформаторов нужно приложить добавочные нагрузки на первичных зажимах трансформаторов T_1 и T_2 (Г-образная схема замещения). Расчет усложнится, но принципиально не изменится.

При совместном рассмотрении сетей двух напряжений сопротивления приводятся к одному (базисному) напряжению и сеть рассчитывается, как обычная замкнутая сеть.

9-15. ПОНЯТИЕ О МОДЕЛИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Анализ работы и расчеты сложных замкнутых сетей аналитическими методами требуют значительного количества времени. Естественно поэтому, что техническая мысль искала решения этих задач более быстрым способом. Таким является моделирование электрических систем.

Современная статическая модель переменного тока состоит из [Л. 25]:

1) трансформаторов с регулированием напряжения по величине и по фазе, предназначенных для моделирования генераторов электростанций; регулируя их, устанавливают нужные режимы работы системы; эти же трансформаторы моделируют синхронные компенсаторы и конденсаторы;

2) набора активных и индуктивных сопротивлений, которыми имитируются сопротивления трансформаторов, линий и нагрузок сети;

3) набора емкостей, которыми имитируются проводимости линий;

4) специальных измерительных приборов для замеров напряжений, токов и мощностей в любой точке схемы;

5) двигатель-генератора (двигатель постоянного тока, генератор переменного тока), обеспечивающего во время работы модели постоянные напряжение и частоту, не зависящие от питающей сети; в последней возможны отклонения напряжения и частоты, что приводило бы к недостаточной точности расчетов;

6) выпрямительной установки для питания двигателя постоянного тока.

Собрав нужные элементы модели по схеме рассчитываемой сети, простыми измерениями получают необходимые данные. Установка режима работы системы на модели требует значительного времени и опытного персонала.

Модели выполняются для набора одной фазы. Все нулевые точки нагрузок присоединяются к нулевой шине, имеющей очень малое сопротивление, не оказывающее практически никакого влияния на точность расчетов.

Идея набора схемы сети на модели показана на рис. 9-49. Схема на

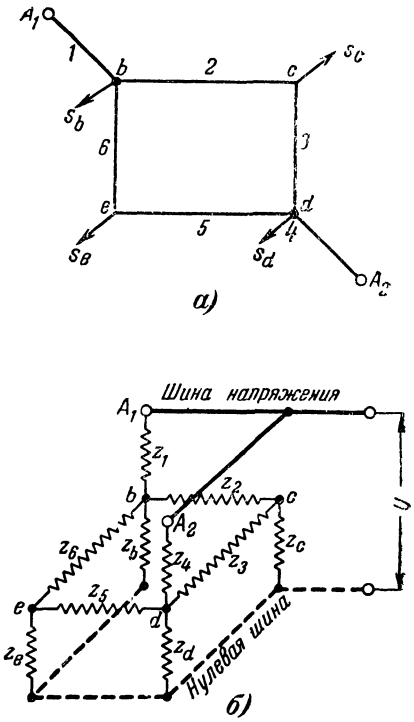


Рис. 9-49. Схема сети на расчетной модели.

рис. 9-49,*а* показывает сеть, подлежащую расчету, на рис. 9-49,*б* — включение сопротивлений на модели. При составлении этих чертежей предположено, что питательные пункты A_1 и A_2 имеют равные по величине и совпадающие по фазе напряжения. Это позволяет подвести к точкам, соответствующим питательным пунктам, общую шину напряжения, как и нулевая, достаточно большого сечения.

Городские электрические сети, выполненные кабелем, можно рассчитывать, как показали соответствующие исследования [Л. 32], заменяя сопротивления линий, трансформаторов и нагрузок сети эквивалентными активными сопротивлениями. При расчетах однородных сетей и расчетах сетей методом расщепления можно заменять сопротивления линий и нагрузок также только активными сопротивлениями. Такие сети можно, следовательно, анализировать и рассчитывать на статических моделях постоянного тока (столах постоянного тока). Эти модели значительно проще и дешевле, чем модели переменного тока. Они состоят из набора активных

сопротивлений, источников питания и измерительных приборов. В ряде случаев можно использовать расчетные столы постоянного тока, предназначенные для расчетов токов короткого замыкания.

Для исследования переходных режимов работы электрических систем применяются электродинамические модели. В них генераторы электростанций заменяются маломощными вращающимися генераторами с искусственно подобранными параметрами, обеспечивающими протекание процессов на модели, соответствующее протеканию их в действительной системе.

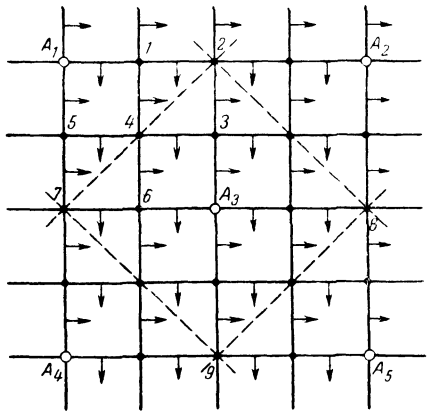


Рис. 9-50. Схема городской замкнутой сети.

9-16. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ЗАМКНУТЫХ СЕТЕЙ

Изучение вопроса выбора сечений проводов в замкнутых сетях начнем с сетей с большим числом нагрузок, т. е. с сетей городского типа.

Предположим, что требуется выбрать сечения проводов всех участков сети на рис. 9-50. Непосредственное определение сечений проводов невозможно. Сечения проводов можно определить, если известно распределение мощностей в сети; распределение же мощностей в сети можно найти только при известных сечениях проводов всех ее участков. Определение сечений проводов замкнутой сети без наложения дополнительных условий является, следовательно, неопределенной задачей.

Добавочным условием, которому должна удовлетворять электрическая сеть, являются наименьшие расходы на ее сооружение (то же условие, которое было поставлено при определении сечений проводов линий с двусторонним питанием). Не следует понимать, что наименьшие капитальные затраты служат единственным показателем при проектировании сети. Должны быть выдержаны требования надежности, гибкости и экономичности эксплуатации сети

Принимая положение о наименьших расходах на сеть, делаем задачу выбора сечений проводов по потере напряжения определенной. Наименьшие затраты на сеть будут, когда каждая нагрузка получит электроэнергию по кратчайшему пути.

Идя по линии A_1—*1*—*2*—*3*—A_3 (рис. 9-50), получаем, что все нагрузки линии A_1—*1*—*2* должны питаться от пункта A_1, а нагрузки линии A_3—*3*—*2* — от пункта A_3. Рассматривая линию A_1—*1*—*2*—A_2, находим, что нагрузки линии A_2—*2* нужно питать от пункта A_2. Идя по линии A_3—*6*—*4*—*5*—A_1, имеем, что нагрузки линии A_1—*5*—*4* следует питать от пункта A_1, а нагрузки линии A_3—*6*—*4* — от A_3. Поступая подобным образом, наметим желаемые районы снабжения электроэнергией от каждого питательного пункта. На рис. 9-50 эти районы очерчены пунктирными линиями.

Разрежем сеть по линиям, очерчивающим районы электроснабжения от отдельных питательных пунктов. Сеть распадется на ряд независимых разомкнутых сетей, определение сечений проводов (жил кабелей) в которых не представляет затруднений.

Участок сети, тяготеющий к пункту A_3, показан на рис. 9-51.

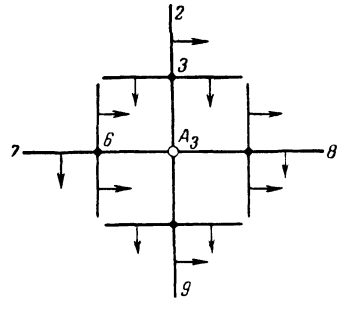


Рис. 9-51. Участок городской замкнутой сети.

Условию наименьших капитальных затрат соответствует наименьший расход цветного металла на сеть. Поэтому казалось бы, что сеть на рис. 9-51, рассчитанная по наименьшему расходу металла, должна иметь участки A_3—*3* и *3*—*2*, а также A_3—*6* и *6*—*7*, выполненные разными сечениями, уменьшающимися по мере удаления от питательного пункта. Такое решение, однако, не может быть принято. Оно не удовлетворяло бы требованиям гибкости и экономичности работы сети. Как правило, участок A_1—*2*, участок A_2—*2* и т. д. выполняются проводами одного сечения. Ответвления от них выполняются проводами меньших сечений.

После определения теоретически необходимых сечений проводов разрезанная сеть смыкается и сечения проводов округляются до ближайших стандартных сечений. При этом необходим тщательный анализ сети. Было бы неправильно производить округление сечений всех проводов до ближайших бо́льших сечений. Необходимо на части участков теоретические сечения округлять в сторону бо́льших, а на части — в сторону меньших стандартных сечений.

Установив стандартные сечения проводов сети, следует произвести проверочный расчет ее, т. е. найти распределение мощностей и наибольшую потерю напряжения. Если округление сечений проводов произведено правильно, то потеря напряжения не превзойдет допускаемой.

Следующим этапом расчета замкнутой сети является расчет ее при аварийных режимах работы. Предполагается в зависимости от схемы сети выход из работы одного или нескольких питательных пунктов. Аварийные режимы правильно построенных сложнозамкнутых сетей легче, чем для линий с двусторонним питанием. В последних при выходе из работы одного питательного пункта вся нагрузка подается по одной линии от другого питательного пункта. В сложно-замкнутых сетях при выходе из работы, например, пункта A_3 его нагрузка распределится на все близлежащие пункты: A_1, A_2, A_4 и A_5 (см. рис. 9-50), что и обусловит меньшую перегрузку отдельных участков сети и трансформаторов.

Рассмотренный метод определения сечений проводов называется м е т о д о м р а с с е к а н и я с е т и.

Провода на отдельных участках замкнутой сети выбираются по экономической плотности тока, по допускаемой потере напряжения и по допускаемому нагреву при нормальных и аварийных режимах работы сети. Берутся провода, удовлетворяющие необходимым требованиям.

Рассмотрим теперь выбор сечений проводов в сетях с небольшим числом нагрузок — в районных сетях. В этих сетях сечения проводов определяются, как правило, потерями мощности и энергии, т. е. экономической плотностью тока. Необходимые уровни напряжения у потребителей в районных сетях экономически целесообразнее получать за счет установки специальных средств регулирования напряжения, а не увеличением сечения проводов.

Исходя из положения питания нагрузок по кратчайшим расстояниям и обеспечения надежности и гибкости электроснабжения, намечаются схема и план сети. Предполагая, что вся сеть выполнена проводами одного сечения и что на всех участках сети прокладывается по одной линии, находят распределение мощностей в сети. По линейным мощностям и экономической плотности тока определяют необходимые сечения проводов. На тех участках, где сечения проводов получились близкими к стандратным сечениям, принимается прокладка одной линии. Сечение провода берется округленным до ближайшего стандартного сечения. На участках, для которых сечения проводов получились значительно превосходящими сечения, применяемые в сетях, предполагается прокладка двух или более цепей (линий). Суммарное сечение проводов этих цепей берется близким к найденному по экономической плотности тока теоретическому сечению.

После определения сечений проводов для всех участков сети находят распределение мощностей в сети, по которому в случае необходимости корректируют выбранные предварительно сечения проводов.

Во многих случаях сечения проводов, найденные по первому приближенному распределению мощностей,

являются сечениями, которые и должны быть взяты для проектируемой сети.

Сравнивая разные варианты выполнения сети, выбирают экономически наиболее целесообразный.

Пример 9-10. Определить сечения проводов местной сети 380/220 *в*, изображенной на рис. 9-52. Сеть выполняется воздушной с алюминиевыми проводами. Длины всех участков сети в метрах и нагрузки в амперах указаны на схеме сети. Все нагрузки чисто активные.

Допускаемая потеря напряжения в нормальном режиме работы сети составляет 3%, т. е. 11,4 *в*. При аварийном режиме работы сети потеря напряжения не должна превышать 10%.

Для предварительного определения сечений проводов магистральных линий рассечем сеть на отдельные участки, исходя из принципа питания нагрузок по кратчайшему расстоянию.

Идя по контурам A_1-I-A_3 и A_2-I-A_3, находим, что сеть следует разрезать в точках b и c.

Сечения проводов магистральных линий воздушных сетей низкого напряжения часто определяются допускаемой потерей напряжения, а не экономической плотностью тока и недопускаемым нагревом. Поэтому сечения проводов магистральных линий найдем предварительно по допускаемой потере напряжения.

Необходимые сечения проводов магистралей A_1I и A_2I, считая, что они выполнены по всей длине проводами одного сечения:

$$F_1 = F_2 = \frac{\sqrt{3}\,\Sigma iL}{\gamma \Delta U_д} =$$

$$= \frac{\sqrt{3}}{31{,}7 \cdot 11{,}4}(24 \cdot 50 + 36 \cdot 100 + 24 \cdot 150) \approx 40 \text{ мм}^2.$$

Сечение проводов магистрали A_3I

$$F_3 = \frac{\sqrt{3}}{31{,}7 \cdot 11{,}4} \times$$

$$\times (30 \cdot 40 + 40 \cdot 80 + 30 \cdot 120 + 20 \cdot 160) \approx 54 \text{ мм}^2.$$

При полученных теоретически необходимых сечениях проводов магистралей возможно выполнение двух вариантов сети:

1. На всех трех магистралях подвешиваются провода фазные 50 $мм^2$ и нулевые 25 $мм^2$.

2. На магистралях A_1I и A_2I монтируются провода фазные 35 $мм^2$ и нулевые 16 $мм^2$; на магистрали A_3I фазные провода берутся сечением 70 $мм^2$ и нулевой 35 $мм^2$.

Второй вариант требует цветного металла на 10% меньше, чем первый, и потому сперва произведем расчет этого варианта выполнения сети.

Для нахождения токораспределения в замкнутой сети на рис. 9-52 перенесем нагрузки магистралей A_1I и A_2I в узел I и питательные пункты A_1 и A_2 и сложим эти магистрали в одну линию AI (рис. 9-53). Приведем линию AI к сечению 70 $мм^2$; приведенная длина линии составит 200 *м*.

Ток из пункта A

$$I_A = \frac{30 \cdot 40 + 40 \cdot 80 + 30 \cdot 120 + 104 \cdot 160}{360} = 68 \text{ а}.$$

Ток из пункта A_3

$$I_{A3} = \frac{104 \cdot 200 + 30 \cdot 240 + 40 \cdot 280 + 30 \cdot 320}{360} = 136 \text{ а}$$

Проверка:

$$68 + 136 - 104 - 30 - 40 - 30 = 0.$$

Развертывая сеть и возвращая нагрузки в точки их приложения, находим токораспределение, показанное на схеме на рис. 9-52. Полученное токораспределение близко к намечавшемуся при разрезании сети, что указывает на правильность произведенных округлений сечений проводов.

Определим наибольшую потерю напряжения в магистральной сети при нормальном режиме работы.

Потеря напряжения для точек токораздела b и c.

$$\Delta U_b = \Delta U_c = \frac{\sqrt{3}(76 + 52 + 16) \cdot 50}{31{,}7 \cdot 35} = 11{,}2 \text{ в},$$

т. е. несколько меньше допускаемой.

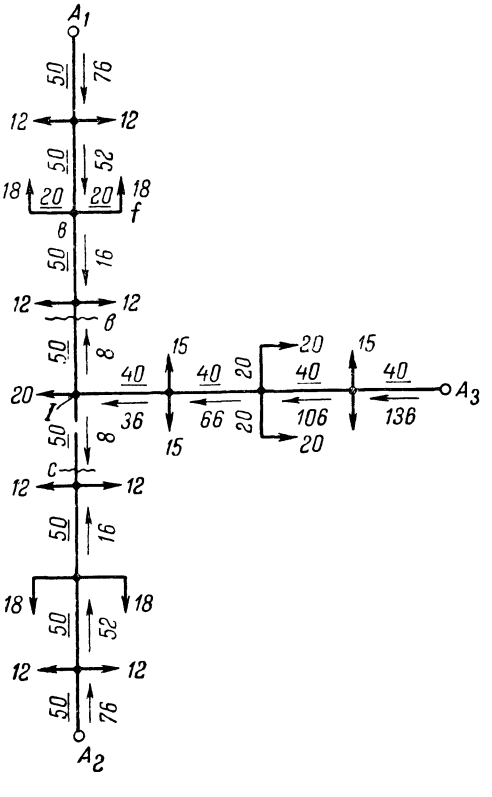


Рис. 9-52. Замкнутая местная сеть.

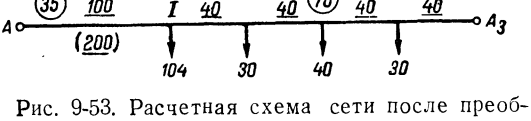


Рис. 9-53. Расчетная схема сети после преобразования.

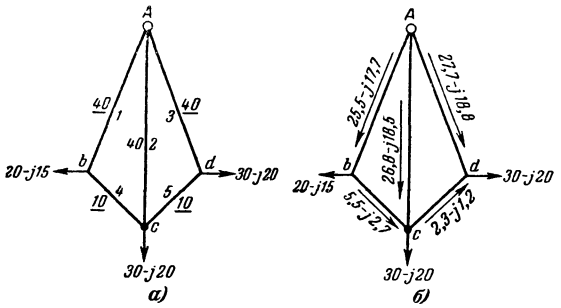


Рис. 9-54. Распределение мощностей в замкнутой районной сети 110 *кв*.

Наибольшая потеря напряжения при аварийном режиме работы сети будет при отключении питательного пункта A_3. Соответствующие расчеты показали, что потеря напряжения в этом случае составляет 38 *в*, т. е. равна допускаемой величине.

Прежде чем перейти к определению сечений ответвлений от магистральных линий, определим сечения проводов последних по экономической плотности тока, исходя из положения, что каждая из них по всей длине выполняется проводами одного сечения.

Эквивалентная экономическая плотность тока для магистрали A_1/I, найдется по (5-42):

$$j_{э.э} = j_э \sqrt{\frac{L}{l_1 + a^2 l_2 + b^2 l_3}} =$$

$$= 1{,}3 \sqrt{\frac{150}{50 + \left(\frac{52}{76}\right)^2 \cdot 50 + \left(\frac{16}{76}\right)^2 \cdot 50}} \approx$$

$$\approx 1{,}85 \ а/мм^2.$$

Экономическая плотность тока для алюминиевых проводов принята равной 1,3 $а/мм^2$, что соответствует сетям с продолжительностью использования наибольших нагрузок 1 000 — 3 000 *ч/год*.

Сечение проводов магистралей A_1I и A_2I

$$F_1 = F_2 = \frac{76}{1{,}85} = 41 \ мм^2.$$

Требуемое по экономической плотности тока сечение проводов магистралей A_1I и A_2I близко к сечению 35 $мм^2$, принятому при расчете сети по допускаемой потере напряжения.

Аналогичным расчетом установлено, что выбранное сечение провода магистрали A_3I близко к сечению провода, требуемого по экономической плотности тока.

Расчеты по экономической плотности тока подтверждают, что вариант выполнения магистралей A_1I и A_2I проводами А-3×35+1×16 и магистрали A_3I проводами А-3×70+1×35 является более выгодным, чем вариант выполнения всех магистралей проводами А-3×50+1×25. В последнем варианте были бы большие отступления от сечений проводов, необходимых по экономической плотности тока, что привело бы к большим эксплуатационным расходам.

Для определения сечения проводов ответвления df подсчитаем потерю напряжения до точки d:

$$\Delta U_d = \frac{\sqrt{3}}{31{,}7 \cdot 35}(76 + 52) \cdot 50 \approx 10 \ в.$$

В ответвлении df можно, следовательно, допустить потерю напряжения

$$\Delta U_{df} = \Delta U_д - \Delta U_d = 11{,}4 - 10 = 1{,}4 \ в.$$

Необходимое сечение проводов

$$F_{df} = \frac{\sqrt{3}}{31{,}7 \cdot 1{,}4} \cdot 18 \cdot 20 = 14{,}1 \ мм^2.$$

Теоретически сечения фазных проводов нужно взять 16 $мм^2$, а нулевого 10 $мм^2$. Учитывая, что провод 10 $мм^2$ нужен только для нулевых проводов ответвлений, целесообразнее принять сечение нулевых проводов равным сечению фазных — 16 $мм^2$.

Допускаемый ток для провода А-35 по условиям предельного нагрева составляет 170 *а*. При аварийном режиме — отключении питательного пункта A_3 — по головным участкам магистралей A_1I и A_2I проходят токи 144 *а*, меньшие допускаемого. Ток на головном участке магистрали A_3I при всех режимах работы сети также меньше допускаемого тока по условиям предельного нагрева проводов.

В данном примере получилось, что требуемые сечения проводов магистралей по допускаемой потере напряжения и экономической плотности тока примерно одинаковы. Обычно определяющим является одно из этих требований; в воздушных сетях низкого напряжения — допускаемая потеря напряжения.

По указанным выше соображениям другой вариант выполнения сети будет экономически менее целесообразным, и потому расчет его не производится.

Пример 9-11. Определить сечения сталеалюминиевых проводов районной сети 110 *кв* (рис. 9-54). Нагрузки сети в мегавольт-амперах и длины участков сети в километрах даны на схеме сети. Продолжительность использования наибольших нагрузок 5 000 *ч/год*.

Предположим, что на всех участках сети сооружается по одной линии в одинаковыми сечениями и расположениями проводов.

Распределение мощностей, соответствующее этому предположению, нанесено на схеме на рис. 9-54,*б*.

Токи, протекающие на участках *1—3*:

$$I_1 = 163 \ а; \quad I_2 = 172 \ а; \quad I_3 = 175 \ а.$$

Заданной продолжительности использования наибольших нагрузок соответствует $j_э = 1 \ а/мм^2$. Если нагрузки даны перспективными, ожидаемыми через 8—10 лет, целесообразно округление произвести в сторону меньших стандартных сечений и принять для линий *1—3* провод АС-150. На участках *4* и *5* сети сечения проводов должны быть выбраны с учетом потерь мощности на корону и не могут быть взяты согласно «Правилам устройства» меньше, чем АС-50.

Глава десятая

БАЛАНС АКТИВНЫХ И РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

10-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Энергетической системой называется совокупность электрических станций, подстанций и потребителей электрической и тепловой энергии, связанных электрической и тепловой сетями. В энергетической системе все станции, подстанции, участки сети и потребители являются звеньями единой хозяйственно-технической организации. Работа всех звеньев системы тесно связана; повреждения и неполадки в одной части системы сказываются на работе всей системы.

Общность хозяйства энергетической системы позволяет обеспечить высокие экономические и технические показатели, которые нельзя получить при раздельной работе электростанций. Это объясняется в основном тем, что при создании системы обеспечиваются:

1. Уменьшение стоимости электростанций. При работе электростанций изолированно число и мощность агрегатов на каждой станции выбираются так, чтобы при плановом ремонте или аварийном выходе из работы одного из агрегатов оставшиеся могли покрыть всю нагрузку. При двух рабочих агрегатах приходится устанавливать третий резервный, при трех рабочих — четвертый резервный и т. д. Установка резервных агрегатов резко увеличивает стоимость каждой станции, поскольку число и мощность агрегатов на станциях возрастают на 30—50%, а иногда и более. В энергетических системах, в которых все станции работают параллельно на общую электрическую сеть, резерв мощности, обеспечивающий бесперебойность электроснабжения потребителей и покрывающий потери мощности в районных сетях, должен быть ~15—20%.

Уменьшение установленной мощности в системе снижает капиталовложения на ее сооружение и уменьшает стоимость выработанной энергии.

Мощность изолированно работающих станций определяется нагрузкой тяготеющих к ней потребителей. Приходится сооружать ряд электростанций с агрегатами небольшой мощности. В энергетических системах мощность станций и устанавливаемых на них агрегатов определяется иными соображениями, позволяющими сооружать станции с агрегатами большой мощности. В настоящее время на районных электростанциях устанавливаются агрегаты мощностью по 100—200 *Мвт;* в ближайшее время начнется установка машин мощностью 300—600 *Мвт.* Мощности сооружаемых тепловых электростанций достигают 0,5—1,2 *Гвт*; намечено сооружение станций мощностью более 2 *Гвт.* Мощности отдельных гидроэлектростанций достигают нескольких миллионов киловатт. Укрупнение мощности агрегатов и электростанций приводит к повышению к. п. д. станций и снижению капитальных затрат на их сооружение. Для иллюстрации экономии, получаемой от укрупнения электростанций, укажем, что при покрытии нагрузки 2 *Гвт* от электростанций с машинами мощностью по 25 *Мвт* перерасход в капиталовложениях по сравнению с затратами на электростанции с агрегатами по 200 *Мвт* составит около 1,75 млрд. руб. Капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети, связывающей электростанцию с потребителями, будут значительно меньше, чем экономия, получаемая от укрупнения мощности агрегатов и станций.

Укрупнение мощности агрегатов и станций заметно снижает эксплуатационные расходы — уменьшает себестоимость вырабатываемой на станциях электроэнергии.

2. Экономически целесообразное распределение нагрузки между станциями системы. Режим работы изолированной электростанции определяется только режимом работы потребителей. При параллельной работе электростанций в системе для каждой станции устанавливаются режимы работы, соответствующие наименьшей себестоимости электроэнергии в системе. Себестоимость энергии в системе

ниже себестоимости энергии, вырабатываемой на изолированно работающих станциях.

3. Использование местных энергетических запасов и источников. В энергетических системах часть электростанций строится вблизи нахождения местных энергетических запасов и источников (уголь, гидроэнергия и т. д.). Параллельная работа электростанций позволяет широко использовать местные энергетические запасы и источники и сократить, а в некоторых случаях полностью отказаться от потребления неэкономичного и привозного топлив. Строительство электростанций у мест нахождения энергетических запасов и источников и передача электроэнергии на значительные расстояния разгружают железнодорожный транспорт от перевозок большого количества топлива.

4. Надежность электроснабжения потребителей. Надежность электроснабжения потребителей от энергетических систем выше, чем от изолированно работающих станций. На станции с двумя-тремя агрегатами при ремонте одного из них возможно повреждение второго агрегата, что приведет к простою промышленных предприятий, расстройству жизни городов и т. д. Простой промышленных предприятий связан с большим народнохозяйственным ущербом. В правильно спроектированной системе даже совпадение ремонта агрегатов с повреждением одной-двух машин не приводит к перерыву подачи электроэнергии потребителям.

Указанные преимущества энергетических систем настолько существенны, что электроснабжение Советского Союза основывается главным образом на энергосистемах, а не на отдельно работающих электростанциях.

Оперативное управление энергетической системой централизовано и осуществляется диспетчерской службой в лице дежурного диспетчера.

Дежурный диспетчер в нормальных условиях работы системы задает графики нагрузок отдельным станциям, соответствующие наиболее экономичной работе системы, следит за их выполнением, руководит регулированием частоты и напряжения, проведением переключений в основной сети, связанных с изменениями режимов работы станций и сети, и т. д. При авариях в системе диспетчер руководит ликвидацией аварий, для чего он выявляет место и размеры аварии, составляет план ее ликвидации и отдает соответствующие распоряжения.

Часть энергетической системы, состоящая из генераторов станций, их распределительных устройств, понизительных подстанций, линий электрической сети и электроприемников, называется электрической системой.

10-2. ГРАФИКИ НАГРУЗОК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Графики нагрузок станций энергетической системы зависят не только от суммарного графика системы, но и от ряда других обстоятельств: типа станции, ее технического оборудования и возможности использования местных энергетических источников и т. п. [Л. 33]. Каждой станции в системе дают ту долю суммарного графика нагрузок, при которой народное хозяйство Советского Союза получает лучший экономический результат.

В первую очередь задаются графики всем станциям, имеющим полностью или частично вынужденные графики нагрузок. К станциям с вынужденными графиками нагрузок относятся все гидроэлектрические станции в периоды высоких расходов воды и гидростанции, не имеющие водохранилищ, в течение всего года. Выполнение этого положения дает наибольшее использование энергии рек, приводит к снижению выработки электроэнергии на тепловых станциях, в результате чего себестоимость электроэнергии и расход топлива в системе становятся наименьшими. Вынужденный график нагрузки гидростанции показан на рис. 10-1 для станции *1*.

Гидростанциям, имеющим бассейны регулирования стока воды, за исключением периодов высоких расходов воды в реке, могут задаваться разные графики нагрузок, при которых обеспечивается наиболее экономичная работа системы. Предельным по неравномерности графиком нагрузок гидростанции может быть пиковый

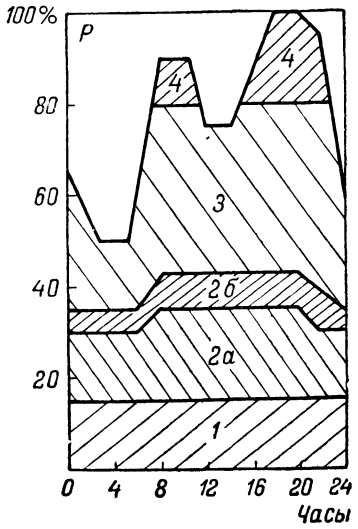


Рис. 10-1. Распределение нагрузки между станциями системы.

график, показанный на рис. 10-1 для станции *4*. При совместной работе гидро- и теплостанций часто экономически целесообразнее заставить гидростанцию снимать пики нагрузок системы. Это ведет к выравниванию графиков нагрузок тепловых станций, повышению их к. п. д. и снижению себестоимости электроэнергии.

Переменный график нагрузок оказывает меньшее влияние на к. п. д. гидростанции, чем на к. п. д. тепловых электростанций.

К станциям с частично вынужденным графиком нагрузок относятся теплоэлектроцентрали, вырабатывающие тепловую и электрическую энергию. Каждая теплоэлектроцентраль имеет график тепловых нагрузок, определяемый ее тепловыми потребителями, которому соответствует вполне определенный график электрических нагрузок (*2а* на рис. 10-1). Последний является обычно только частью графика электрических нагрузок, который может быть задан этой станции по ее техническому оборудованию.

После того как намечена работа с частично и полностью вынужденными графиками, они «вырезаются» из суммарного графика нагрузок системы.

Непокрытая часть графика (рис. 10-1) распределяется между остальными станциями и теплоэлектроцентралями; некоторые из последних могут взять электрические нагрузки, бо́льшие соответствующих их тепловым нагрузкам.

Это распределение производится на основе топливной политики и технико-экономических расчетов. Станциям с более совершенным техническим оборудованием, т. е. имеющим более высокий к. п. д., дается задание на относительно бо́льшую выработку электроэнергии, чем станциям с устаревшим оборудованием. Одновременно с этим учитывается еще ряд обстоятельств— нагрузка станций, регулирующих частоту, надежность электроснабжения, снижение потерь электроэнергии в сети и др. Для учета всех этих обстоятельств проводится ряд технико-экономических расчетов, позволяющих выявлять нагрузки станций системы, при которых получаются высший экономический результат и нужные технические показатели.

На рис. 10-1 показано, что теплоэлектроцентраль *2* получает дополнительный график электрических нагрузок *2б*, а остальная нагрузка передается на тепловую станцию *3*.

Распределение нагрузок между станциями системы не остается постоянным в течение года из-за непостоянства суточных графиков нагрузок, изменения режима работы отдельных станций (гидростанции и теплоэлектроцентрали), ремонтов агрегатов на разных станциях и т. п.

Распределение нагрузки системы между отдельными электростанциями производится диспетчерским управлением.

10-3. БАЛАНС И РЕЗЕРВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Отличительной особенностью производства электроэнергии является необходимость отпускать с электростанций в каждый данный период времени такое количество электроэнергии, какое требуют потребители. Момент производства электроэнергии практически совпадает с моментом ее потребления. Отсутствие аккумуляторов электроэнергии, требующих относительно небольших капитальных затрат на сооружение и имеющих высокий к. п. д., не позволяет делать сколько-нибудь значительных запасов энергии, которые можно израсходовать в периоды

усиленного спроса на нее со стороны потребителей. Следовательно, мощность, отдаваемая работающими генераторами электростанций, в любой момент времени должна быть точно равна суммарной нагрузке системы.

Баланс активной мощности в электрической системе выражается уравнением

$$\Sigma P_г = \Sigma P_п + \Sigma \Delta P_с + \Sigma P_{с.н},$$

где $\Sigma P_г$ — суммарная активная мощность, отдаваемая генераторами электростанций системы;

$\Sigma P_п$ — суммарная активная нагрузка потребителей системы;

$\Sigma \Delta P_с$ — суммарные потери активной мощности в линиях и трансформаторах подстанций во всех звеньях сети;

$\Sigma P_{с.н}$ — сумма активных нагрузок собственных нужд всех электростанций системы.

Определение необходимой мощности системы производится по наибольшей суммарной нагрузке потребителей, при которой потери мощности в сети и нагрузка собственных нужд электростанций также достигают наибольших величин. Потери активной мощности в сети зависят от числа трансформаций и протяженности сети, составляя 5—15% суммарной нагрузки электростанций. Нагрузка собственных нужд тепловых станций в зависимости от технического оборудования колеблется от 5 до 10% нагрузки электростанций. Расход на собственные нужды гидростанций составляет ~1%.

Нормальную эксплуатацию системы нельзя обеспечить, если установленная мощность машин равна наибольшей нагрузке.

Выход из работы одной из машин в плановый или аварийный ремонт приводил бы к отключению части потребителей электроэнергии. Исследования показывают, что каждый недоданный промышленности киловатт-час, если учесть недовыработку продукции, оплату простоя рабочим, порчу полуфабриката вследствие прекращения производства и т. п., оценивается в зависимости от рода промышленности несколькими рублями или десятками рублей. Простой предприятия, например, со средней нагрузкой 10 *Мвт* в течение 10 *ч* при оценке недоданного киловатт-часа 10 руб. приведет к народнохозяйственному ущербу в 1 млн. руб. Прекращение электроснабжения некоторых промышленных предприятий даже на относительно небольшой срок вызывает длительное нарушение производственного процесса. В некоторых случаях перерыв электроснабжения завода приводит к порче его основного оборудования (подробнее см. гл. 13).

Указанные обстоятельства заставляют иметь в энергетических системах резервную мощность, используемую при авариях, а в некоторых случаях и при ремонтах машин станций.

Каждый турбогенератор, кроме текущего ремонта, должен проходить через определенные промежутки времени плановый ремонт.

При плановых ремонтах агрегат разбирают, осматривают, чистят и проводят необходимый ремонт. Агрегат подготавливается к последующей длительной работе. Отказ от плановых ремонтов, как показывает опыт эксплуатации, ведет к повышению аварийности машин, причем некоторые из этих аварий бывают тяжелыми, выводящими машины из работы на длительное время.

Ремонты машин на станциях проводят при спадах нагрузки. При параллельной работе тепло- и гидроэлектростанций машины на тепловых станциях ремонтируются в периоды высоких расходов воды в реках, когда работают все машины гидростанций. Машины на гидростанциях ремонтируются при малых расходах воды в реках, когда на них может работать только часть машин, и т. д.

Резерв в системе не остается постоянным в течение года. Изменения нагрузки системы, вывод машин в ремонт и т. п. приводят к тому, что величина резерва в системе в течение года изменяется.

Представим систему, имеющую график наибольших суточных нагрузок, изображенный на рис. 10-2 линией *ABCDEF**. Заштрихованными площад-

* В графике наибольших суточных нагрузок по оси абсцисс отложены месяцы года, а по оси ординат — наибольшие нагрузки каждого дня (месяца).

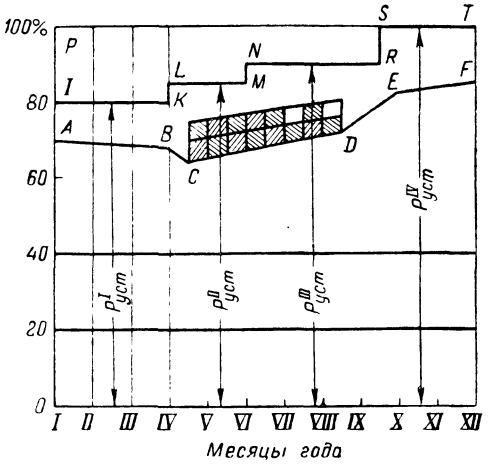


Рис. 10-2. График изменений нагрузок и резервных мощностей системы в течение года.

ками на графике показаны машины, выведенные в плановый ремонт. Высота каждой площадки соответствует мощности ремонтируемой машины, а основание — длительности ремонта. При установленных мощностях в системе $P^{I}_{уст} - P^{IV}_{уст}$, изображенных на графике ломаной линией *IKZMNRST*, отрезки между ней и наибольшими суточными нагрузками с учетом мощности находящихся в ремонте машин дают величину резервной мощности в системе.

Из графика на рис. 10-2 следует, что вследствие роста нагрузки системы в течение года для поддержания необходимого размера резерва периодически нужно вводить в работу машины (отрезки *LK*, *NM* и *SR*). Из этого же графика видно, что резервная мощность в системе меняется в течение года.

Резервная мощность в системе не должна быть менее 10% суммарной мощности в системе.

Часть машин в системе должна работать в таком режиме, чтобы аварийный выход из работы одной из них не приводил к частичному отключению потребителей. Для этого нагрузка вышедшей из работы машины мгновенно должна быть взята другими машинами. Это осуществимо только при наличии вращающегося резерва, подготовленного к приему нагрузки. Кроме того, в системе могут быть неработающие резервные машины, пускаемые при аварийных и плановых выходах машин с тем, чтобы величина вращающегося резерва в системе поддерживалась в нужных пределах.

Держать все резервные машины в холодном состоянии недопустимо, поскольку пуск и прием ими нагрузки требуют определенного времени. Паровые турбогенераторы в зависимости от мощности и оборудования требуют для пуска и приема нагрузки время от нескольких десятков минут до нескольких часов. Пуск и прием нагрузки гидрогенераторами могут быть осуществлены в несколько минут. Но даже и этот небольшой срок не обеспечивает непрерывности электроснабжения потребителей при аварийных выходах машин из работы, если резервные агрегаты стоят.

Не следует понимать, что вращающийся резерв состоит из работающих вхолостую машин. Все или часть машин электрической системы в периоды нормальной эксплуатации работают с недогрузкой. В случае аварии с одной из машин оставшиеся в работе машины принимают дополнительные нагрузки. Следовательно, в энергетических системах нельзя говорить о вращающихся резервных машинах— можно рассматривать только резервную мощность системы.

10-4. РЕГУЛЯТОРЫ СКОРОСТИ ТУРБИН

Прежде чем перейти к рассмотрению основ регулирования частоты в системах, ознакомимся с принципом устройства регулятора скорости вращения турбогенераторов.

Скорость вращения вала *1* центробежного регулятора скорости (рис. 10-3) пропорциональна скорости вращения турбины. К нижнему концу шарнирного четырехугольника прикреплена муфта *3*, свободно посаженная на вал регулятора. Положение шаров *2* регулятора, а следовательно, и муфты *3* определяется, с одной стороны, центробежной силой шаров и рычагов регулятора, а с другой — весом подвижной системы регулятора. Каждой скорости вращения машины соответствует вполне определенное положение шаров и муфты *3* регулятора.

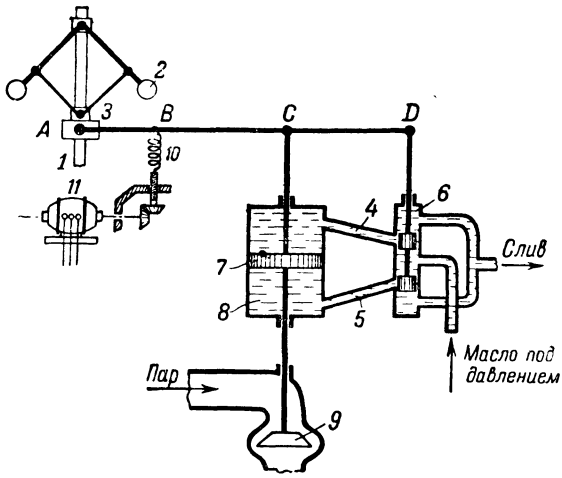


Рис. 10-3. Схема регулятора скорости турбины.

При номинальной скорости вращения турбины отверстия трубок *4* и *5* золотника *6* закрыты, рычаг *АД* неподвижен и находится в горизонтальном положении.

Представим, что нагрузка агрегата увеличилась. Скорость вращения турбины уменьшится, и муфта *3* опустится. Точка *С* регулятора, поскольку с обеих сторон поршня *7* масляного сервомотора *8* масло находится под одинаковым давлением, останется на месте. Точка *D* рычага *АВ*, вращающегося около точки *С*, поднимется. Поршни золотника *6* откроют отверстия трубок *4* и *5*. Масло под давлением начнет поступать по трубке *4* в верхнюю часть масляного сервомотора *8*. Из нижней части его по трубке *5* масло будет удаляться через сливную трубку. Точка *С* рычага опустится. Опустится и клапан *9*, и впуск пара в турбину увеличится.

Увеличение впуска пара вызовет некоторый подъем муфты *3*, в результате чего поршни золотника перекроют отверстия трубок *4* и *5* и поршень *7* масляного сервомотора остановится, заняв более низкое положение, чем в предшествующем режиме работы. Муфта *3* будет также находиться в более низком положении, чем раньше.

Увеличившийся момент на валу турбины уравновесится дополнительным впуском в нее пара. Скорость вращения турбогенератора несколько снизится.

Рассмотрев случай уменьшения нагрузки турбины, убедимся, что точка *С* рычага и муфта *3* займут более высокие положения, чем в предшествующем режиме. Уменьшение нагрузки приведет к увеличению скорости вращения турбогенератора.

Из произведенного рассмотрения следует, что число оборотов турбины, а следовательно, и частота f переменного тока при переменной нагрузке также изменяются. С увеличением нагрузки скорость вращения турбины снижается; снижению нагрузки соответствует увеличение скорости вращения машины. Регулятор имеет статическую характеристику, изображенную линией *1* на рис. 10-4. Машина при нагрузке P работает с номинальной частотой $f_н$ переменного тока. Увеличение нагрузки до P_1 приводит к снижению частоты переменного тока до f_1.

Наклон характеристики регулятора измеряется коэффициентом или степенью статизма, равным:

$$s\% = \frac{f_{х.х} - f_{п.н}}{P_н}, \qquad (10\text{-}1)$$

где $f_{х.х}$ и $f_{п.н}$ — частоты переменного тока при холостом ходе и при полной нагрузке машины в относительных единицах;

$P_н$ — номинальная мощность машины в относительных единицах.

Коэффициент статизма регулятора лежит обычно в пределах 2—4%.

Частота переменного тока в электрических системах должна поддерживаться при всех нагрузках постоянной. Для этого скоростной регулятор снаб-

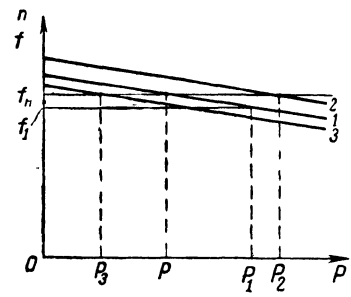


Рис. 10-4. Статические характеристики регулятора.

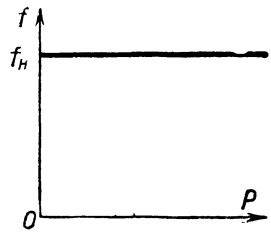


Рис. 10-5. Астатическая характеристика регулятора.

жается дополнительным устройством, схематически представленным на рис. 10-3 пружиной *10* и вспомогательным электродвигателем *11*. Изменяя натяжение пружины, можно при разных нагрузках турбогенератора иметь одну и ту же скорость вращения. Например, уменьшая нагрузку турбогенератора и увеличивая натяжение пружины *10*, можно добиться такого соотношения центробежных сил и сил веса шаров, муфты, рычагов и натяжения пружины регулятора, что точка *A* рычага *AD* останется на прежнем месте. Скорость вращения машины будет номинальной.

Изменения натяжения пружины *10* соответствуют на диаграмме на рис. 10-4 смещению характеристики *1* в положение *2* при увеличении нагрузки до P_2 и смещению характеристики *3* при снижении нагрузки до величины P_3.

Воздействие на пружину осуществляется со щита управления станции или автоматически посредством вспомогательного электродвигателя *11*.

В случае необходимости изготавливаются регуляторы скорости турбин, поддерживающие постоянное число оборотов машины независимо от ее нагрузки. Такие регуляторы называются астатическими или изодромными. В энергетических системах регуляторы с астатической характеристикой (рис. 10-5) применяются в отдельных случаях.

Принцип построения регуляторов гидротурбин аналогичен описанному.

10-5. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

В любой момент времени работы электрической системы мощность, отдаваемая генераторами станций, должна быть равна всей нагрузке системы. Частота переменного тока в системе при этом должна поддерживаться близкой к номинальной частоте 50 *гц*.

Изменения частоты в системе влияют на мощность и производительность механизмов промышленных предприятий. Снижению частоты соответствует уменьшение скорости вращения машин-орудий, а следовательно, снижение потребляемой ими мощности. С повышением частоты нагрузка системы увеличивается.

Изменение частоты в системе на 1% обычно приводит к уменьшению суммарной нагрузки системы примерно на 1—3% [Л. 34].

Механизмы и агрегаты потребителей по степени зависимости их работы от частоты можно разделить на следующие группы:

1. Электроприемники, на работу которых изменение частоты не оказывает влияния: освещение, дуговые электропечи и т. п.

2. Потребители, мощность и производительность механизмов которых изменяются пропорционально первой степени частоты: металлорежущие станки, шаровые мельницы и т. д.

3. Потребители, производительность механизмов которых изменяется пропорционально третьей и более высокой степени частоты: вентиляторы, центробежные насосы и т. д.

Снижение производительности механизмов ведет к уменьшению количества выпускаемой продукции, а при сильных понижениях частоты — практически к прекращению работы этих механизмов.

Особо опасно снижение частоты в системе для ответственных механизмов собственных нужд электростанций: циркуляционных и питательных насосов, дутьевых вентиляторов дымососов. При большем снижении частоты производительность этих механизмов падает настолько, что электростанция останавливается.

Изменения частоты в системе приводят к уменьшению к. п. д. турбо- и гидрогенераторов, котлов и другого оборудования электростанций; работа электростанций становится менеее выгодной.

Снижение частоты в системе до 49—49,5 *гц*, т. е. снижение скорости

вращения турбогенераторов, влечет за собой повреждения лопаточного аппарата некоторых типов турбин, возникающие вследствие вибрации лопаток.

Распределение нагрузки системы между станциями, как уже указывалось, производится так, чтобы получить наибольший народнохозяйственный эффект. Изменения частоты в системе приводят к перераспределению нагрузок между станциями, энергосистема отходит от оптимального режима работы.

Приведенные соображения заставляют поддерживать в системах при всех режимах работы частоту переменного тока близкой к номинальной.

По «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей» отклонение частоты от номинального значения при ручном регулировании и отсутствии регистрирующих частотомеров допускается в пределах $\pm 0{,}5$ *гц* (49,5—50,5 *гц*), а при наличии регистрирующих частотомеров — не более чем на $\pm 0{,}2$ *гц* (49,8—50,2 *гц*).

В послеаварийных режимах работы, если активная мощность работающих агрегатов в системе меньше ее нагрузки, может произойти значительное снижение частоты. Для удержания в системе частоты в нужных пределах применяется автоматическая разгрузка системы по частоте. Устанавливается по степени ответственности работы несколько групп потребителей, которые отключаются поочередно при снижениях частоты. Если отключение первой группы потребителей не удержало частоту системы в нужных границах, происходит отключение второй группы и т. д. Первая группа потребителей отключается при частоте в системе 49 *гц*, а последняя — при 47—46 *гц* [Л. 35].

Рассмотрим основы регулирования частоты при нормальном режиме энергетических систем.

Представим себе энергетическую систему с несколькими электростанциями, работающими на общую сеть. При изменении нагрузки системы частота в ней также изменится. Если не принято специальных технических и организационных мероприятий по регулированию частоты, дежурный персонал всех станций, заметив изменение

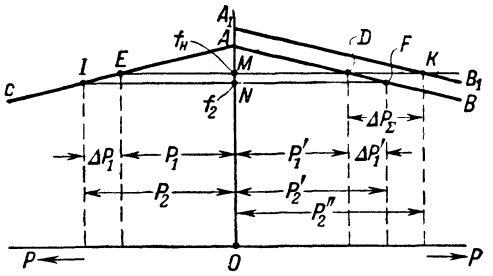


Рис. 10-6. Регулирование частоты в системе.

частоты, начнет регулировать частоту, увеличивая или уменьшая впуск пара (воды) в турбины. Несогласованные действия персонала не приведут к установлению номинальной частоты в системе; частота в системе будет все время меняться. Станции не смогут работать с мощностью, предписанной им диспетчером. Производительность ряда механизмов на предприятиях также будет все время изменяться.

Для устранения несогласованных действий персонала в системах выделяется станция, ведущая частоту. Все электростанции, кроме ведущей частоту, получают жестко заданные графики нагрузок, соответствующие экономичной работе. Станция, ведущая частоту, получает ориентировочный график нагрузок. Эта станция покрывает заданную ей нагрузку и принимает на себя все непредвиденные изменения нагрузки системы. Станции, работающие по жестко заданному графику, в регулировании частоты не участвуют.

Работа станций системы идет следующим образом. Система работает с номинальной частотой $f_н$. Станция *1*, регулирующая частоту, несет нагрузку P_1' (рис. 10-6), измеряемую отрезком MD. Регулировочная характеристика этой станции занимает положение AB. Все остальные станции системы несут нагрузку P_1, соответствующую отрезку ME, отсекаемому объединенной регулировочной характеристикой AC всех станций системы на горизонтальной прямой, проведенной через точку M номинальной частоты $f_н$.

Предположим, что нагрузка системы увеличилась с $ED = P_1 + P_1'$ до $IF = P_2 + P_2'$. Частота системы

снизилась до f_2. Точка N определяется пересечением горизонтальной прямой IF с осью ординат, причем длина прямой IF, находящейся между двумя характеристиками, должна быть равна новой нагрузке системы. Этот период процесса регулирования частоты называется первичным регулированием. На станции, ведущей частоту, нагрузка увеличилась на $\Delta P_1'$, а на все остальные — снизилась на ΔP_1.

При снижении частоты в системе персонал станции, ведущей частоту, увеличивает впуск пара (воды) в турбины. На диаграмме на рис. 10-6 это соответствует подъему регулировочной характеристики AB до положения A_1B_1. Этот период регулирования частоты называется вторичным регулированием.

В системе установится номинальная частота, а станция, ведущая частоту, примет на себя все увеличение нагрузки системы:

$$\Delta P_\Sigma = \Delta P_1 + \Delta P_1' .$$

Нагрузка станции, ведущей частоту, составит:

$$P_2'' = P_1' + \Delta P_\Sigma .$$

Все остальные станции продолжают работать с заданными им диспетчером графиками нагрузок.

Дежурный персонал станции, ведущей частоту, при всех указанных операциях руководствуется только частотой системы, доводя ее до номинального значения.

В более крупных системах, когда изменения нагрузки системы таковы, что они превосходят возможность регулирования нагрузки одной станцией, в системе выделяются одна-две станции, работающие по скользящему графику. Эти станции принимают по указанию диспетчера часть толчка нагрузки. Регулирование частоты ведется и в этих случаях одной станцией, ведущей частоту.

Описанный метод регулирования частоты требует от дежурного персонала непрерывных наблюдений и операций.

В настоящее время широко применяется автоматическое регулирование частоты с использованием одной или нескольких, а иногда и всех станций системы.

10-6. БАЛАНС РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Реактивная мощность, получаемая от генераторов, должна быть равна в каждый момент времени потребляемой реактивной мощности.

Балансу реактивной мощности в системе соответствует уравнение

$$Q_г = \Sigma Q_п + \Sigma Q_{с.н} + \Sigma \Delta Q_{ст} - \Sigma Q_с ,$$

где $Q_г$ — суммарная реактивная мощность, отдаваемая генераторами;

$\Sigma Q_п$ — суммарная реактивная нагрузка потребителей;

$\Sigma Q_{с.н}$ — суммарная реактивная нагрузка собственных нужд электростанций;

$\Sigma \Delta Q_{ст}$ — суммарные потери реактивной мощности в линиях и трансформаторах подстанций сети;

$\Sigma Q_с$ — суммарная реактивная мощность, генерируемая линиями сети.

Определение необходимой реактивной мощности в системе производится для периода наибольших реактивных нагрузок, который может не совпадать с периодом наибольших активных нагрузок. В некоторых системах наибольшие реактивные нагрузки наступают в утренние часы, а наибольшие активные нагрузки — в вечернее время. В небольших системах, снабжающих крупные торфоразработки, наибольшие реактивные нагрузки наблюдаются в летнее время и т. д.

Нехватка реактивной мощности в системе приводит к ухудшению работы электроприемников, а большой дефицит реактивной мощности может даже привести к остановке электроприводов машин-орудий промышленных предприятий. Статические характеристики нагрузки (рис. 7-2) показывают, что при снижении напряжения реактивная мощность, необходимая потребителям, также снижается. Следовательно, при небольшом дефиците генерируемой реактивной мощности в системе снижением напряжения сети можно восстановить равновесие меж-

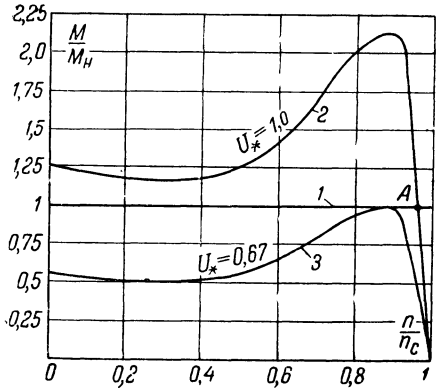


Рис. 10-7. Торможение электродвигателя при снижении напряжения сети.

ду генерируемой и потребляемой мощностями. Но снижение напряжения сети ведет к ухудшению работы электроприемников — понижается освещенность рабочих мест, уменьшается производительность труда и т. д.

Крутящий момент асинхронного электродвигателя уменьшается при снижении напряжения сети. Зависимость между крутящим моментом на валу двигателя и напряжением сети определяется уравнением

$$M_1 = M_н \left(\frac{U_1}{U_н}\right)^2,$$

где $M_н$ — номинальный момент вращения при номинальном напряжении $U_н$;

M_1 — вращающий момент при напряжении U_1.

При номинальном напряжении кривая вращающих моментов асинхронного электродвигателя в зависимости от скольжения показана на рис. 10-7 (кривая *2*). На этой диаграмме по оси ординат отложены крутящие моменты, а по оси абсцисс — числа оборотов.

Прямая *1* изображает характеристику вращающего момента машины-орудия в зависимости от числа оборотов. Как видно из этой диаграммы, пусковой момент электродвигателя больше противодействующего момента машины-орудия, и потому пуск механизма произойдет нормально. Электродвигатель будет работать с числом оборотов, соответствующим точке *A* на диаграмме на рис. 10-7. При понижении напряжения до 67% характеристика электродвигателя изобразится кривой *3*, которая показывает, что пустить электродвигатель невозможно. Работающий агрегат будет находиться в неустойчивом положении; малейшее увеличение нагрузки машины-орудия приведет к его остановке.

Небольшое дальнейшее понижение напряжения обусловит остановку электродвигателя и приводимого им механизма. Остановка электродвигателя соответствует уменьшению его реактивного сопротивления. Потребление реактивной мощности электродвигателем резко возрастает; напряжение сети еще больше снижается, останавливаются другие группы электродвигателей и т. д. Наступает так называемая *лавина напряжения*. Большое увеличение потребляемого электродвигателями тока приводит к их отключению автоматическими выключателями и плавкими предохранителями. После отключения большой части электродвигателей напряжение в системе восстанавливается. Описанное явление происходит при авариях в системе, вызывающих резкое снижение напряжения. В настоящее время установкой на генераторах регуляторов напряжения и форсировкой возбуждения опасность возникновения лавины напряжения практически устранена.

Рассмотренные выше явления из-за нехватки генерируемой реактивной мощности в системе заставляют строго следить за соблюдением равновесия между потребляемой и вырабатываемой реактивными мощностями.

Установленная мощность генераторов реактивной мощности в системе, так же как и активной, должна быть больше потребляемой реактивной мощности. Необходим резерв реактивной мощности. Обычно резерв реактивной мощности держится в генераторах электростанций; суммарная их нагрузка реактивной мощностью такова, что генераторы работают с коэффициентом мощности, близким к номинальному. Поскольку в генераторах электростанций системы имеется резерв активной мощности, то, следовательно, имеется и резерв реактивной мощности.

Далее будет показано, что для покрытия реактивной нагрузки системы

приходится устанавливать дополнительные генераторы реактивной мощности — конденсаторы и синхронные компенсаторы. Эти генераторы реактивной мощности, как правило, не резервируются; они устанавливаются единицами малой мощности (по сравнению с мощностью системы), выход которых не влияет на баланс реактивных нагрузок в системе.

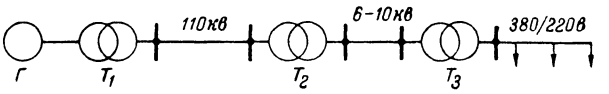


Рис. 10-8. Схема простейшей сети.

Потери реактивной мощности в электрических системах значительно больше потерь активной мощности. Основные потери реактивной мощности происходят в трансформаторах подстанций. Для иллюстрации укажем, что в трансформаторе 110 *кв* мощностью 31,5 *Мва* при нагрузке с $\cos\varphi=0{,}9$, равной 70% номинальной мощности трансформатора, потери активной мощности составляют около 1%, а реактивной — порядка 25%. В трансформаторе 10 *кв* мощностью 320 *ква* при тех же условиях потери активной мощности ~2,4%, а реактивной 32%.

При передаче от районных электростанций энергия претерпевает самое меньшее три трансформации напряжения (рис. 10-8), и потому потери реактивной мощности в трансформаторах составят не менее 60—75%, т. е. достигнут очень большой величины.

В линиях сети, работающих при напряжениях 110 *кв* и выше, наряду с потерями реактивной мощности происходит и генерация реактивной мощности, обусловленная емкостями между проводами и между проводами и землей. Соответствующие исследования показывают, что на линиях 110 *кв* с проводами АС-120—АС-150, нагруженными с экономической плотностью тока, потери реактивной мощности в индуктивности линии компенсируются генерируемой ими реактивной мощностью. При меньших сечениях проводов генерируемая линиями мощность больше потерь реактивной мощности в них. При проводах с большим сечением генерация реактивной мощности меньше потерь.

Равенство потерянной и генерируемой реактивных мощностей в линиях 220 *кв* имеет место при нагрузках линии 120—140 *Мва*.

Приведенные выше соотношения между потерями реактивной и активной мощностей показывают, что при генераторах, выбранных по балансу активных мощностей, в системе будет дефицит реактивной мощности. Изготовление станционных генераторов с более низкими коэффициентами мощности, т. е. с большой относительной величиной реактивной мощности, невыгодно. Недостающую реактивную мощность целесообразнее получать вблизи ее потребления. Установкой конденсаторов и синхронных компенсаторов реактивную мощность в отличие от активной можно получить при сравнительно небольших затратах в любой точке системы.

При ориентировочном определении необходимой мощности генераторов реактивной мощности в системе, не имеющей линий 330 *кв* и выше, принимается, что потери реактивной мощности в линиях сети компенсируются генерируемой ими мощностью, а каждая трансформация напряжения ухудшает коэффициент мощности нагрузки на 0,05—0,1.

Реактивная нагрузка потребителей зависит от электрооборудования промышленных предприятий и в некоторых случаях достигает очень большой относительной величины. Коэффициенты мощности некоторых предприятий снижаются до 0,6—0,7 и более.

Работа электрических систем с низким коэффициентом мощности невыгодна, и потому «Правила устройства» предписывают иметь средневзвешенный коэффициент мощности системы не ниже 0,92—0,95. Экономически целесообразное значение $\cos\varphi$ в отдельных частях системы устанавливается специальными расчетами, рассмотренными ниже.

10-7. ГЕНЕРАТОРЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ КАК ГЕНЕРАТОРЫ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Основная часть реактивной мощности, потребляемой в электрических системах, покрывается генераторами электростанций.

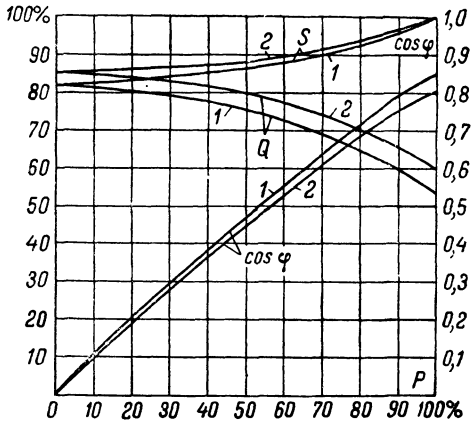


Рис. 10-9. Изменения коэффициента мощности, полной и реактивной мощностей генераторов в зависимости от активной нагрузки.

При снижении активной нагрузки P от генератора нельзя получить номинальную полную мощность $S_н$; снижению активной нагрузки соответствует снижение полной мощности генератора (рис. 10-9). Это объясняется тем, что отдача номинальной полной мощности $S_н$ при коэффициентах мощности, меньших номинального $\cos\varphi_н$, возможна только при увеличении возбуждения машины. Требуется, следовательно, увеличить ток возбуждения сверх его номинального значения, что недопустимо из-за перегрева возбудителя и ротора.

Изменения полной мощности S генератора в зависимости от активной нагрузки P показаны на рис. 10-9. На этой же диаграмме даны кривые Q — реактивной мощности, в процентах номинальной мощности $S_н$, которую можно взять от генератора, и кривые $\cos\varphi$ — коэффициентов мощности, с которыми работает генератор при загрузке его реактивной мощностью Q, соответствующей кривым на рис. 10-9.

Из этой диаграммы видно, что даже при полной разгрузке генератора от активной мощности генератор с $\cos\varphi_н = 0{,}8$ может отдать реактивную мощность $Q = 0{,}85S_н$, а при $\cos\varphi_н = 0{,}85$ — только $Q = 0{,}825S_н$.

Использование генераторов электростанций для получения реактивной мощности допустимо в случаях, когда они несут и активную нагрузку. Использовать генераторы электростанций для получения только реактивной мощности обычно невыгодно; это связано с относительными большими потерями активной мощности и энергии. Реактивную мощность в системе можно получить более экономичным путем.

Загрузка генераторов электростанций реактивной мощностью задается диспетчером системы, который определяет ее на основании соответствующих технико-экономических расчетов.

10-8. СИНХРОННЫЕ КОМПЕНСАТОРЫ И КОНДЕНСАТОРЫ

Для генерации реактивной мощности в системе используются синхронные компенсаторы и конденсаторы.

Синхронные компенсаторы являются синхронными двигателями, работающими вхолостую. Синхронный компенсатор, работающий с перевозбуждением, отдает в сеть реактивную мощность (берет из сети ток, опережающий по фазе напряжение на 90°). При недовозбуждении синхронный компенсатор переходит в режим потребителя реактивной мощности (ток, идущий в двигатель, отстает по фазе на 90° от напряжения сети). Регулируя возбуждение компенсатора, можно изменять величину генерируемой или потребляемой им реактивной мощности.

Место установки синхронных компенсаторов не связано с расположением электростанций и энергетических ресурсов района. Активная мощность для приведения в движение синхронного компенсатора (на покрытие потерь мощности в нем) берется из сети, к которой он подключен. Потери активной мощности в синхронных компенсаторах при полной их нагрузке в зависимости от мощности компенсатора и системы охлаждения составляют 3,2—1,33% (см. приложение 15).

Конденсаторы, включаемые в сеть по схеме треугольника на линейное напряжение сети или звездой на фазное напряжение, берут из сети токи, опережающие по фазе напряжение на 90°. По своему действию конденсаторы эквивалентны синхронным компенсаторам, работающим с перевозбуждением. Конденсаторы могут работать

только как генераторы реактивной мощности.

Для получения нужной реактивной мощности конденсаторы собираются в батареи, состоящие из параллельно, а в ряде случаев параллельно и последовательно включенных конденсаторов. Регулирование реактивной мощности, отдаваемой батареей в сеть, осуществляется делением батареи на группы, которые могут включаться в сеть и отключаться от сети независимо друг от друга.

Потери активной мощности в конденсаторах не превосходят 0,5% их реактивной мощности.

Сопоставим синхронные компенсаторы и конденсаторы с точки зрения применения их в электрических системах в качестве генераторов реактивной мощности.

Реактивная мощность, отдаваемая синхронными компенсаторами, не зависит от напряжения сети. При снижениях напряжения в сети синхронные компенсаторы под действием регуляторов напряжения увеличивают выдачу реактивной мощности в систему и тем самым способствуют поддержанию напряжения в сети (см. гл. 12). Увеличение выдачи реактивной мощности компенсаторами возможно только в случаях, если нагрузка их меньше номинальной мощности машин.

Мощность, генерируемая конденсаторами, равна

$$Q_к = U^2 \omega C$$

и изменяется пропорционально квадрату напряжения, приложенного на их зажимах. При снижениях напряжения в сети конденсаторы выдают в систему меньшую реактивную мощность, что вызывает дополнительное понижение напряжения. Одним из путей устранения этого недостатка является установка резервных батарей конденсаторов, подключаемых к сети при понижениях напряжения. Такое решение требует значительных дополнительных расходов на резервные батареи конденсаторов.

Второй путь поддержания или даже увеличения реактивной мощности, генерируемой батареями конденсаторов, заключается в шунтировании части конденсаторов K_1 батареи (рис. 10-10). Уменьшение числа последовательно включенных конденсаторов увеличивает проводимость $B = \omega C$ батареи. Соответствующим подбором числа шунтируемых конденсаторов можно при снижениях напряжения сети даже увеличить отдачу реактивной мощности батареей конденсаторов, что обычно требуется при аварийных режимах работы сети.

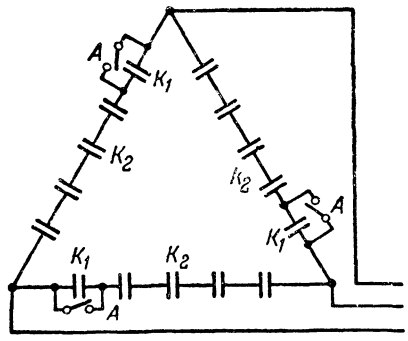


Рис. 10-10. Схема включения батареи конденсаторов.

Увеличение мощности батареи при отключении части конденсаторов получится только в случае, если напряжение на зажимах каждого конденсатора будет больше напряжения, приложенного при всех включенных конденсаторах (нормальный режим работы сети). В батареях конденсаторов, выбранных без резерва мощности, в нормальном режиме работы на каждый конденсатор ложится напряжение, равное или меньшее его номинального. При шунтировании части конденсаторов напряжение U на их зажимах повысится в

$$k = \frac{U}{U_н} \text{ раз.}$$

Конденсаторы будут перегружены и по току.

Обычный тип конденсаторов (приложение 16) не допускает сколько-нибудь длительной перегрузки. Конденсаторы, изготовляемые для продольной компенсации линий, выдерживают перегрузки, показанные на диаграмме на рис. 10-11 [Л. 36]. По оси абсцисс этой диаграммы отложены температуры окружающего воздуха, а по оси ординат — время в часах, в течение которого можно перегружать конденсатор. При напряжении на зажимах конденсатора, большем номинального

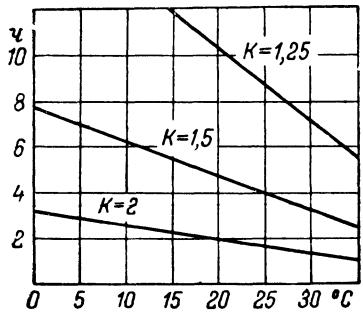


Рис. 10-11. Допускаемые перегрузки конденсаторов.

на 25% ($k=1{,}25$), конденсатор отдает реактивную мощность, в $1{,}25^2=1{,}56$ раза бо́льшую. При температуре окружающего воздуха +25° С такая перегрузка допустима в течение 8,5 *ч*, т. е. на время, достаточное для ликвидации аварии.

Стоимость конденсаторов, допускающих перегрузку, выше примерно на 20%, чем обычных конденсаторов. Во многих случаях эти дополнительные расходы оправдываются, так как позволяют отказаться от других мероприятий, требующих больших дополнительных капиталовложений.

Синхронные компенсаторы допускают плавное регулирование, отдаваемой ими мощности. Регулирование реактивной мощности, генерируемой конденсаторами, возможно только ступенями, путем отключения части батарей. Указанное преимущество синхронных компенсаторов практического значения не имеет.

Большое преимущество конденсаторов — значительно меньшие потери мощности и электроэнергии в них, чем в синхронных компенсаторах. При полной нагрузке потери активной мощности в компенсаторах (в обмотках, стали, на трение и возбуждение) составляют 1,33—3,2% их номинальной мощности. Первая из этих цифр относится к синхронным компенсаторам с водородным охлаждением мощностью 75 *Мва*, вторая—к компенсаторам 5 *Мва* с воздушным охлаждением. При нагрузке 50% номинальной потери активной мощности в синхронных компенсаторах 5 *Мва* возрастают до 5,5% генерируемой ими мощности.

В конденсаторах потери активной мощности не превышают 0,5%. Вторым серьезным преимуществом конденсаторов является малая зависимость удельной стоимости (*руб/ква*) от мощности установки. Расчетная мощность конденсаторных батарей получается включением нужного количества стандартных конденсаторов, и потому стоимость единицы мощности разных батарей почти не изменяется. Некоторое удорожание 1 *ква* батарей при снижении ее мощности обусловливается затратами на аппараты, необходимые для присоединения батареи к сети; они раскладываются на меньшую мощность.

Стоимость 1 *ква* синхронных компенсаторов изменяется значительно, возрастая с уменьшением их мощности. В синхронных компенсаторах мощностью 7,5 *Мва* стоимость 1 *ква*, включая все расходы на установку, составляет 105 руб, в конденсаторах 75 *Мва* для наружной установки — 75 *руб/ква*.

Стоимость конденсаторов, обычно применяемых для покрытия дефицита реактивной мощности и снижения потерь электроэнергии в системе, 70 *руб/ква*.

Высокая стоимость 1 *ква* синхронных компенсаторов относительно небольшой мощности и большие потери мощности в них обусловили рекомендацию «Правил устройства» не устанавливать компенсаторов мощностью менее 5 *Мва*. После этого решения наши заводы прекратили изготовление компенсаторов мощностью 1—3,5 *Мва*.

10-9. МОЩНОСТЬ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Конденсаторы и синхронные компенсаторы, устанавливаемые по балансу реактивной мощности в системе и для уменьшения потерь электроэнергии в сети, называются компенсирующими устройствами.

Естественный коэффициент мощности большинства потребителей (без улучшения его установкой конденсаторов) не превосходит значения 0,8. Для ряда потребителей $\cos\varphi$ снижается до 0,6—0,7. Только на заводах со значительным количеством синхронных электродвигателей, работающих с перевозбуждением, естественный коэффициет мощности достигает величины 0,9—0,95.

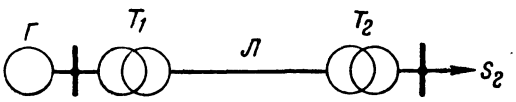


Рис. 10-12. Схема сети.

Современные генераторы мощностью 50 *Мвт* и больше имеют номинальный коэффициент мощности 0,85.

Следовательно, если даже не учитывать потерь реактивной мощности в сети, то в системах со средневзвешенным коэффициентом мощности нагрузок, меньшим 0,85, необходима установка дополнительных генераторов реактивной мощности. Учтя, что потери реактивной мощности в сетях электрических систем составляют не менее 25—35%, придем к выводу о необходимости установки компенсирующих устройств во всех системах.

Необходимая мощность компенсирующих устройств находится сравнением потребной реактивной мощности на зажимах генераторов с реактивной мощностью, которую могут отдавать генераторы.

При коэффициенте мощности нагрузки $S_2=P_2-jQ_2$, меньшем 0,9—0,95, сразу же предполагается установка на подстанции (рис. 10-12) компенсирующих устройств, улучшающих cos φ нагрузки до 0,9—0,95. Высшая из этих цифр принимается для сильно нагруженных сетей с несколькими ступенями трансформации напряжения.

Предположим, что после установки компенсирующих устройств мощностью $Q'_к$ реактивная нагрузка подстанции стала равной:

$$Q'_2=Q_2-Q'_к.$$

Зная нагрузку $\dot{S}'_2=P_2-jQ'_2$ понизительной подстанции, находим потери мощности в трансформаторе T_2, пользуясь формулами

$$\Delta P_{т2}=\Delta P_{ст}+\Delta P_{м.н}\left(\frac{S'_2}{S_{н.т}}\right)^2$$

и

$$\Delta Q_{т2}=\Delta Q_{ст}+\Delta Q_{м.н}\left(\frac{S'_2}{S_{н.т}}\right)^2,$$

в которых $\Delta P_{ст}$ и $\Delta Q_{ст}$ — потери мощности при холостом ходе трансформатора;

$\Delta P_{м.н}$ и $\Delta Q_{м.н}$ — потери мощности при опыте короткого замыкания.

Определив реактивную мощность

$$\Delta Q_с=U^2b_0l,$$

генерируемую линией *Л*, найдем мощность $S''_л$ в конце ее равной:

$$\dot{S}''_л=P''_л-jQ''_л=P_2-jQ'_2+\Delta P_{т2}-$$
$$-j\Delta Q_{т2}+j\frac{\Delta Q_с}{2}.$$

По этой мощности определяем потери мощности в линии *Л*:

$$\Delta P_л=\frac{(P''_л)^2+(Q''_л)^2}{U^2}R_л$$

и

$$\Delta Q_л=\frac{(P''_л)^2+(Q''_л)^2}{U^2}X_л.$$

Мощность в начале линии

$$\dot{S}'_л=P'_л-jQ'_л=P''_л-jQ''_л+\Delta P_л-$$
$$-j\Delta Q_л+j\frac{\Delta Q_с}{2}.$$

Увеличивая эту мощность на потери мощности в повысительных трансформаторах T_1, находим потребную мощность системы:

$$\dot{S}_с=P_{сист.}-jQ_{сист.},$$

отнесенную к зажимам генераторов.

Генераторы системы, отдавая активную мощность $P_г=P_{сист.}$ при работе с номинальным коэффициентом мощности, могут выдать реактивную мощность

$$Q_г=P_г\,\mathrm{tg}\,\varphi_н.$$

При номинальном коэффициенте мощности генераторов 0,85, который часто принимается при составлении баланса реактивной мощности, $\mathrm{tg}\,\varphi_н=0{,}62$.

Разность

$$Q''_к=Q_{сист.}-Q_г$$

дает добавочную мощность компенсирующих устройств, которая должна быть установлена в системе.

Суммарная мощность компенсирующих устройств, подлежащая установке на подстанции, составит:

$$Q_к = Q'_к + Q''_к.$$

Отрицательное значение $Q''_к$ показывает, что предположенную ранее к установке мощность $Q'_к$ компенсирующих устройств нужно уменьшить на величину $Q''_к$.

Найденное значение мощности компенсирующих устройств является приближенным. Установка добавочной мощности $Q''_к$ компенсирующих устройств уменьшит потери реактивной мощности в сети, и потому в системе получится некоторый избыток реактивной мощности. Однако неточность определения потерь реактивной мощности будет небольшой. При нагрузках с $\cos\varphi = 0{,}9—0{,}95$, определяющей потери мощности величиной является активная, а не реактивная мощность, и потому некоторое изменение реактивной мощности не может вызвать заметного изменения потерь реактивной мощности в элементах системы.

Отметим, что баланс реактивной мощности должен быть соблюден для всей системы в целом. Улучшение коэффициента мощности на всех подстанциях системы до одной и той же величины нецелесообразно. В удаленных и более нагруженных частях системы относительная мощность компенсирующих устройств должна быть больше. В районах, прилегающих непосредственно к электростанциям, установка компенсирующих устройств невыгодна (см. § 10-10).

При перспективных расчетах определение потерь реактивной мощности в системе производится в предположении, что емкостная реактивная мощность, генерируемая линиями, компенсирует потери реактивной мощности в них и что каждая трансформация напряжения ухудшает $\cos\varphi$ мощности, проходящей через трансформатор, на величину 0,05—0,1.

10-10. РАЗМЕЩЕНИЕ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В РАДИАЛЬНЫХ СЕТЯХ

Определив по балансу реактивных мощностей мощность компенсирующих устройств, нужно найти экономически целесообразное их размещение в системе. При разных вариантах размещения компенсирующих устройств будут разные потери мощности и электроэнергии, а следовательно, и разные экономические показатели.

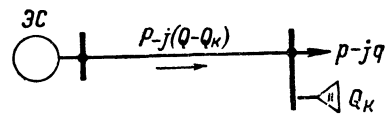


Рис. 10-13. Схема электропередачи.

Передача электроэнергии от станции к потребителям связана с потерями активной и реактивной мощностей. Устанавливая на приемном конце электропередачи конденсаторы (синхронные конденсаторы) мощностью $Q_к$ (рис. 10-13), уменьшаем реактивную мощность, проходящую по сети, в результате чего снижаются потери мощности и энергии в сети.

Приняв, что по всей линии проходит одна и та же мощность, можно написать, что потери мощности в ней составят:

$$\Delta P = \frac{P^2 + (Q - Q_к)^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{(Q - Q_к)^2}{U^2} R;$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + (Q - Q_к)^2}{U^2} X = \frac{P^2}{U_2} X + \frac{(Q - Q_к)^2}{U^2} X.$$

Первые члены правых частей этих уравнений можно принять неизменными. При установке конденсаторов по электропередаче пройдет реактивная мощность $(Q - Q_к)$, меньшая Q. Активная мощность P изменится на величину изменения потерь активной мощности в сети. Это изменение по сравнению с линейной мощностью P мало и потому может не учитываться. Исследование влияния размещения компенсирующих устройств на потери мощности в системе можно, следовательно, производить по формулам:

для потерь активной мощности

$$\Delta P = \frac{(Q - Q_к)^2}{U^2} R;$$

для потерь реактивной мощности

$$\Delta Q = \frac{(Q - Q_к)^2}{U^2} X.$$

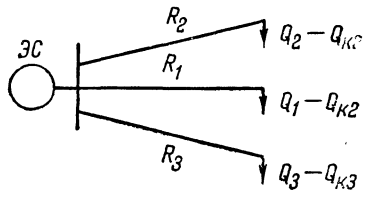


Рис. 10-14. Размещение компенсирующих устройств в сети.

Расстановка компенсирующих устройств в системе должна соответствовать минимуму расчетных затрат, определяемых отчислениями от стоимости установленной мощности на электростанциях для покрытия потерь активной мощности в системе и стоимостью потерянной электроэнергии в сети в течение 1 года.

Расчетные затраты, связанные со стоимостью компенсирующих устройств и стоимостью потерянной электроэнергии в них, можно не учитывать; они будут одинаковыми для всех вариантов расстановки компенсирующих устройств.

Предположим, что от электростанции *ЭС* (рис. 10-14) отходят три линии с реактивными нагрузками Q_1—Q_3. Предположим далее, что компенсирующие устройства мощностью $Q_{к1}-Q_{к3}$ устанавливаются у всех потребителей.

Суммарная мощность компенсирующих устройств

$$Q_{к\Sigma}=Q_{к1}+Q_{к2}+Q_{к3} \qquad (10\text{-}2)$$

берется равной мощности ΔQ, требуемой по балансу реактивной мощности в системе.

Примем для упрощения вывода уравнений, позволяющих решить задачу размещения компенсирующих устройств, годовой график реактивных нагрузок двухступенчатым (рис. 10-15). Компенсирующие устройства считаем включенными в течение всего года ($T=8\,760$ *ч/год*).

Расчетные затраты для первой линии, соответствующие стоимости потерянной электроэнергии в ней, составят:

$$З_1=C\left[\left(\frac{Q_1'-Q_{к1}}{U}\right)^2 R_1 t_1+\left(\frac{Q_1''-Q_{к1}}{U}\right)^2 R_1 t_2\right],$$

где C — расчетная стоимость (не себестоимость) 1 *квт·ч* потерянной электроэнергии.

Для двух других линий имеем:

$$З_2=C\left[\left(\frac{Q_2'-Q_{к2}}{U}\right)^2 R_2 t_1+\left(\frac{Q_2''-Q_{к2}}{U}\right)^2 R_2 t_2\right]$$

и

$$З_3=C\left[\left(\frac{Q_3'-Q_{к3}}{U}\right)^2 R_3 t_1+\left(\frac{Q_3''-Q_{к3}}{U}\right)^2 R_3 t_3\right].$$

Расчетные затраты для всей сети

$$З_\Sigma=З_1+З_2+З_3.$$

Подставив в последнее уравнение значения $З_1-З_3$ и заменив в них согласно (10-2)

$$Q_{к3}=Q_{к\Sigma}-Q_{к1}-Q_{к2},$$

получим:

$$З_\Sigma=\frac{C}{U^2}\left[(Q_1'-Q_{к1})^2 R_1 t_1+(Q_1''-Q_{к1})^2 R_1 t_2+(Q_2'-Q_{к2})^2 R_2 t_1+(Q_2''-Q_{к2})^2 R_2 t_2+(Q_3'-Q_{к\Sigma}+Q_{к1}+Q_{к2})^2 R_3 t_1+(Q_3''-Q_{к\Sigma}+Q_{к1}+Q_{к2})^2 R_3 t_2\right].$$

Для определения минимума расчетных затрат возьмем от $З_\Sigma$ частные

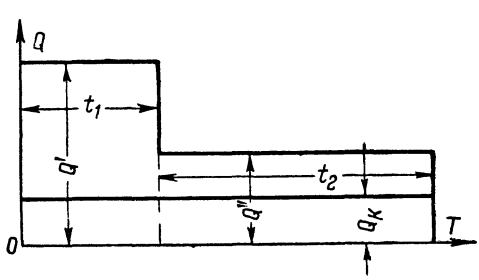


Рис. 10-15. Годовой график реактивных нагрузок по продолжительности.

производные по переменным $Q_{к1}$ и $Q_{к2}$ и приравняем их нулю:

$$\frac{\partial З_\Sigma}{\partial Q_{к1}} = \frac{2C}{U^2}\left[-(Q_1' - Q_{к1})R_1 t_1 - \right.$$
$$-(Q_1'' - Q_{к1})R_1 t_2 +$$
$$+(Q_3' - Q_{к\Sigma} + Q_{к1} + Q_{к2})R_3 t_1 +$$
$$\left.+(Q_3'' - Q_{к\Sigma} + Q_{к1} + Q_{к2})R_3 t_2\right] = 0.$$

Группируя в левой части члены уравнения, относящиеся к расчетным затратам первой линии, а в правой — к третьей линии, пишем:

$$(Q_1' - Q_{к1})R_1 t_1 + (Q_1'' - Q_{к1})R_1 t_2 =$$
$$= (Q_3' - Q_{к\Sigma} + Q_{к1} + Q_{к2})R_3 t_1 +$$
$$+(Q_3'' - Q_{к\Sigma} + Q_{к1} + Q_{к2})R_3 t_2. \quad (10\text{-}3)$$

Взяв частную производную по $Q_{к2}$ и произведя такие же операции, как и с производной $\frac{\partial З_\Sigma}{\partial Q_к}$, получим:

$$(Q_2' - Q_{к2})R_2 t_1 + (Q_2'' - Q_{к2})R_2 t_2 =$$
$$= (Q_1' - Q_{к\Sigma} + Q_{к1} + Q_{к2})R_3 t_1 +$$
$$+(Q_1'' - Q_{к\Sigma} + Q_{к1} + Q_{к2})R_3 t_2. \quad (10\text{-}4)$$

Правые части (10-3) и (10-4) равны и, следовательно,

$$(Q_1' - Q_{к1})R_1 t_1 + (Q_1'' - Q_{к1})R_1 t_2 =$$
$$= (Q_2' - Q_{к2})R_2 t_1 + (Q_2'' - Q_{к2})R_2 t_2. \quad (10\text{-}5)$$

Выразив $З_\Sigma$ через неизвестные $Q_{к1}$ и $Q_{к3}$ и взяв первые производные от $З_\Sigma$ по $Q_{к1}$ и $Q_{к3}$, можно вывести, что

$$(Q_1' - Q_{к1})R_1 t_1 + (Q_1'' - Q_{к1})R_1 t_2 =$$
$$= (Q_3' - Q_{к3})R_3 t_1 + (Q_3'' - Q_{к3})R_3 t_2. \quad (10\text{-}6)$$

Поскольку левые части (10-5) и (10-6) являются первыми производными по $Q_{к1}$ от расчетных затрат $З_1$ первой линии, а правые части — производными от $З_2$ и $З_3$ по $Q_{к2}$ и $Q_{к3}$ второй и третьей линий, можно написать:

$$\frac{\partial З_1}{\partial Q_{к1}} = \frac{\partial З_2}{\partial Q_{к2}} = \frac{\partial З_3}{\partial Q_{к3}}. \quad (10\text{-}7)$$

Величины $\frac{\partial З_1}{\partial Q_{к1}} = \frac{\partial З_3}{\partial Q_{к3}}$ называются удельным приростом расчетных затрат.

Следовательно, минимуму расчетных затрат по системе будет отвечать такая расстановка компенсирующих устройств, при которой удельные приросты расчетных затрат по всем линиям сети одинаковы.

Преобразуем уравнение удельного прироста расчетных затрат, обозначив его для первой линии δ_1:

$$\delta_1 = C[(Q_1' - Q_{к1})R_1 t_1 +$$
$$+(Q_1'' - Q_{к1})R_1 t_2] =$$
$$= CR_1[(Q_1' t_1 + Q_1'' t_2) - Q_к(t_1 + t_2)]. \quad (10\text{-}8)$$

Из графика реактивных нагрузок (рис. 10-15) следует, что

$$t_1 + t_2 = T = 8\,760 \text{ ч}.$$

Член $(Q_1' t_1 + Q_1'' t_2)$ дает величину реактивной энергии, которую берет потребитель первой линии сети. Следовательно, этот член можно записать в виде:

$$Q_1' t_1 + Q_1'' t_2 = Q_{ср1} T = Q_{нб1} T_{нб.р}. \quad (10\text{-}9)$$

Отметим, что продолжительность использования $T_{нб.р}$ наибольшей реактивной нагрузки не равна аналогичной величине для активной нагрузки.

Выразив потребляемую реактивную энергию через среднюю реактивную нагрузку $Q_{ср1}$, напишем (10-8) следующим образом:

$$\delta_1 = CTR_1(Q_{ср1} - Q_{к1}). \quad (10\text{-}10)$$

Уравнения удельных приростов расчетных затрат для второй и третьей линий получают аналогичный вид.

Мощности компенсирующих устройств, которые нужно установить у каждого из потребителей, найдутся

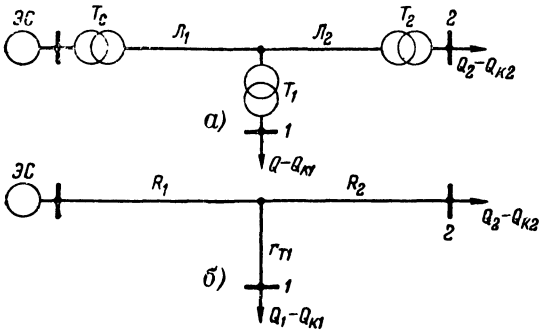


Рис. 10-16. Магистральная районная сеть.

для сети на рис. 10-14 совместным решением трех уравнений:

$$\left.\begin{aligned} Q_{к\Sigma} &= Q_{к1} + Q_{к2} + Q_{к3};\\ R_1(Q_{ср1} - Q_{к1}) &= R_2(Q_{ср2} - Q_{к2});\\ R_1(Q_{ср1} - Q_{к1}) &= R_3(Q_{ср3} - Q_{к3}). \end{aligned}\right\} \quad (10\text{-}11)$$

Если одно из значений $Q_{к1}$, $Q_{к2}$ и $Q_{к3}$ получится отрицательным, это показывает, что у данного потребителя установка компенсирующего устройства нецелесообразна. Необходимо вторично решить задачу, предполагая, что мощность компенсирующего устройства у этого потребителя равна нулю.

10-11. РАЗМЕЩЕНИЕ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В МАГИСТРАЛЬНЫХ СЕТЯХ

Рассмотрим, как определяются мощности компенсирующих устройств, которые должны быть установлены в магистральных сетях (рис. 10-16,*а*). При выводе расчетных уравнений примем положение, близкое к действительным условиям работы многих сетей, что реактивная мощность, генерируемая линиями, компенсирует потери реактивной мощности в стали трансформаторов. Приняв это положение, можно схему замещения сети представить в виде, изображенном на рис. 10-16,*б*.

Обозначим потребную по балансу дополнительную реактивную мощность в системе $Q_{к\Sigma}$; мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых у потребителя *1*, найдется по мощности компенсирующего устройства потребителя *2*, равной:

$$Q_{к1} = Q_{к\Sigma} - Q_{к2}.$$

Расчетные затраты по системе, выражая в них $Q_{к1}$ через $Q_{к2}$ и принимая годовой график реактивных нагрузок по рис. 10-14:

$$\begin{aligned} З_\Sigma = \frac{C}{U^2}\Big[&(Q_2' - Q_{к2})^2 R_2 t_1 +\\ &+ (Q_2'' - Q_{к2})^2 R_2 t_2 +\\ &+ (Q_1' - Q_{к\Sigma} + Q_{к2})^2 r_{т1} t_1 +\\ &+ (Q_1'' - Q_{к\Sigma} + Q_{к2})^2 r_{т1} t_2 +\\ &+ (Q_1' + Q_2' - Q_{к\Sigma})^2 R_1 t_1 +\\ &+ (Q_1'' + Q_2'' - Q_{к\Sigma})^2 R_1 t_2\Big]. \end{aligned}$$

Для определения мощности $Q_{к2}$, соответствующей минимуму расчетных затрат, возьмем первую производную от $З_\Sigma$ по $Q_{к2}$ и приравняем ее нулю:

$$\begin{aligned} \frac{\partial З_\Sigma}{\partial Q_{к2}} = \frac{2C}{U^2}\Big[&-(Q_2' - Q_{к2}) R_2 t_1 -\\ &- (Q_2'' - Q_{к2}) R_2 t_2 +\\ &+ (Q_1' - Q_{к\Sigma} + Q_{к2}) r_{т1} t_1 +\\ &+ (Q_1'' - Q_{к\Sigma} + Q_{к2}) r_{т1} t_2\Big] = 0. \end{aligned}$$

Принимая, как и в предыдущем параграфе,

$$Q_2' t_1 + Q_2'' t_2 = Q_{ср2} T;$$

$$Q_1' t_1 + Q_1'' t_2 = Q_{ср1} T;$$

$$t_1 + t_2 = T,$$

можно полученное уравнение представить в виде:

$$\begin{aligned} &CT(R_2 + r_{т1}) Q_{к2} =\\ &= CT[Q_{ср2} R_2 - (Q_{ср1} - Q_{к\Sigma}) r_{т1}]. \end{aligned}$$

Решая это уравнение относительно $Q_{к2}$, находим:

$$Q_{к2} = \frac{Q_{ср2} R_2 - (Q_{ср1} - Q_{к\Sigma}) r_{т1}}{R_2 + r_{т1}}.$$

Для $Q_{к1}$ аналогично получим:

$$Q_{к1} = \frac{Q_{ср1} r_{т1} - (Q_{ср2} - Q_{к\Sigma}) R_2}{R_2 + r_{т1}}.$$

Целесообразное распределение компенсирующих устройств в этой сети

можно найти и по (10-11), приравняв удельный прирост расчетных затрат для ветвей: 1) трансформаторы T_1 первой подстанции с сопротивлением $r_{т1}$ и 2) линии второго участка сети с трансформаторами T_2 с сопротивлением R_2 (см. рис. 10-16).

Возможность такого решения объясняется тем, что потери мощности и электроэнергии в повысительных трансформаторах и линиях первого участка сети не зависят от размещения компенсирующих устройств на подстанциях *1* и *2*; они зависят от суммарной мощности компенсирующих устройств, установленных на этих подстанциях.

Рассмотренная методика определения мощностей компенсирующих устройств, устанавливаемых на разных подстанциях, позволяет найти наивыгоднейшее распределение компенсирующих устройств и в разветвленных магистральных и замкнутых сетях, линии которых проложены по разным трассам. В замкнутых сетях с неодинаковыми сечениями проводов на участках целесообразную расстановку компенсирующих устройств приходится находить последовательными приближениями.

При перспективном проектировании размещение компенсирующих устройств часто производится, исходя из положения равенства коэффициентов мощности на шинах вторичного напряжения всех подстанций.

Пример 10-1. Определить по балансу реактивной мощности потребную мощность компенсирующих устройств в сети 110 *кв* (рис. 10-17,*а*). Найти целесообразную расстановку компенсирующих устройств на подстанциях $ПС_1$ и $ПС_2$. На каждой подстанции установлено по два трансформатора мощностью по 20 *Мва*. Нагрузки подстанций в мегавольтамперах, длины участков сети и сечения проводов показаны на схеме сети. Средняя за год реактивная нагрузка каждой подстанции до установки компенсирующих устройств 10 *Мвар*.

Загрузка сети на участке между подстанциями $ПС_1$ и $ПС_2$ и трансформаторов относительно невелика. Протяженность линий 110 *кв* большая; ими генерируется значительная реактивная мощность. Оба эти обстоятельства обусловливают относительно небольшие потери реактивной мощности в электропередаче. Можно думать, что улучшение коэффициента мощности на подстанциях до $\sim 0{,}9$ будет соответствовать условию баланса реактивной мощности в системе.

Действительные нагрузки подстанций

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_2 = 24 - j\ 18\ Мва.$$

Нагрузки подстанций при $\cos\varphi = 0{,}9$

$$\dot{S}'_1 = \dot{S}'_2 = 24 - j\ 11{,}6\ Мва.$$

Предположим предварительно, что на каждой подстанции установлена батарея конденсаторов мощностью 6 *Мва*. Следовательно, расчетная нагрузка на шинах вторичного напряжения подстанций составит:

$$\dot{S}''_1 = \dot{S}''_2 = 24 - j\ 12\ Мва.$$

Потери мощности в одном трансформаторе при нагрузке его номинальной мощностью:

$$\Delta P_{ст} = 60\ квт;\ \Delta P_{м.н} = 163\ квт;$$

$$\Delta Q_{ст} = 600\ квар;\ \Delta Q_{м.н} = 2\,100\ квар.$$

Потери мощности в трансформаторах каждой подстанции при наибольших нагрузках составят:

$$\Delta P_т = n\Delta P_{ст} + n\Delta P_{м.н}\left(\frac{S''}{nS_{н.т}}\right)^2 =$$

$$= 2\cdot 60 + 2\cdot 163\,\frac{24^2 + 12^2}{(2\cdot 20)^2} \approx 0{,}3\ Мвт;$$

$$\Delta Q_т = n\Delta Q_{ст} + n\Delta Q_{м.н}\left(\frac{S''}{nS_{н.т}}\right)^2 =$$

$$= 2\cdot 600 + 2\cdot 2\,100\,\frac{24^2 + 12^2}{(2\cdot 20)^2} \approx 3{,}1\ Мва.$$

Реактивная мощность, генерируемая двумя линиями сети, при удельной проводимости $b_0 = 2{,}6\cdot 10^{-6}\,\frac{1}{ом\cdot км}$

$$\Delta Q_с = 2\,b_0 l U^2 = 2\cdot 2{,}6\cdot 10^{-6}\cdot 80\cdot 110^2 = 5{,}2\ Мвар.$$

Мощность в конце линии $Л_2$ (см. рис. 10-16,*а*)

$$\dot{S}''_{л2} = S''_2 + \Delta P_т - j\Delta Q_т + j\,\frac{\Delta Q_с}{4} =$$

$$= 24 - j12 + 0{,}3 - j3{,}1 + j1{,}3 = 24{,}3 - j13{,}8\ Мва.$$

Потери мощности на втором участке сети при $r_2 = 6{,}6\ ом$ и $z_2 = 8{,}3\ ом$

$$\Delta P_{л2} = \frac{24{,}3^2 + 13{,}8^2}{110^2}\cdot 6{,}6 \approx 0{,}4\ Мвт;$$

$$\Delta Q_{л2} = 0{,}4\,\frac{8{,}3}{6{,}6} \approx 0{,}6\ Мвар.$$

Мощность в конце первого участка электропередачи

$$\dot{S}''_{л1} = \dot{S}''_{л2} + \Delta P_{л2} - j\Delta Q_{л2} + \dot{S}''_1 + \Delta P_т -$$

$$- j\Delta Q_т + j\,\frac{\Delta Q_с}{2} = 24{,}3 - j13{,}8 + 0{,}4 - j0{,}6 +$$

$$+ 24 - j\,12 + 0{,}3 - j\,3{,}1 + j2{,}6 = 49 - j26{,}9\ Мва.$$

Потери мощности на первом участке сети при $r_1 = 4{,}2\ ом$ и $x_1 = 8{,}4\ ом$

$$\Delta P_{л1} = \frac{49^2 + 26{,}9^2}{110^2}\cdot 4{,}2 \approx 1{,}1\ Мвт;$$

$$\Delta Q_{л1} = \frac{8{,}4}{4{,}2}\cdot 1{,}1 = 2{,}2\ Мвар.$$

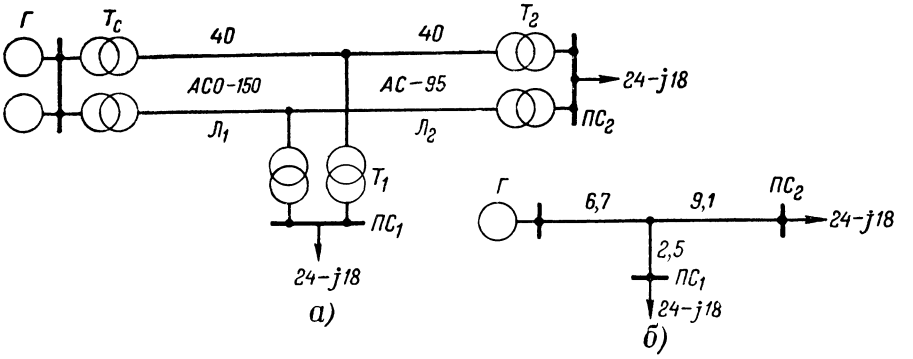


Рис. 10-17. Схемы соединений и замещения магистральной сети 110 *кв*.

Прибавляя потери мощности в повысительных трансформаторах и мощность, генерируемую линиями сети, отнесенную к началу линий, найдем, что генераторы электростанции должны отдавать мощность

$$\dot{S}_г = 50{,}5 - j31 \ Мва.$$

Принимая номинальный коэффициент мощности генераторов равным 0,85 ($\operatorname{tg}\varphi_н = 0{,}62$), получаем, что при при активной нагрузке $P_г = 50{,}5$ *Мвт* генераторы способны выдать реактивную мощность

$$Q_г = P_г \operatorname{tg}\varphi_н = 50{,}5 \cdot 0{,}62 = 31{,}3 \ Мвар,$$

т. е. такую, которая требуется для баланса реактивной мощности в системе при установке на подстанциях конденсаторных батарей общей мощностью 12 *Мва*.

Найдем целесообразное размещение компенсирующих устройств на подстанциях системы. Расчетная схема замещения сети показана на рис. 10-17,*б*, где указаны сопротивления участков сети в омах.

Мощность компенсирующих устройств на подстанции $ПС_1$

$$Q_{к1} = \frac{Q_{ср} r_{т1} - (Q_{ср} - Q_{к\Sigma}) R_2}{R_2 + r_{т1}} =$$

$$= \frac{10 \cdot 2{,}5 - (10 - 12) \cdot 9{,}1}{9{,}1 + 2{,}5} \approx 3{,}75 \ Мва.$$

Мощность конденсаторной батареи на подстанции $ПС_2$

$$Q_{к2} = \frac{10 \cdot 9{,}1 - (10 - 12) \cdot 2{,}5}{9{,}1 + 2{,}5} \approx 8{,}25 \ Мва.$$

Проверка:

$$Q_{к\Sigma} = 3{,}75 + 8{,}25 = 12 \ Мва.$$

Произведенный расчет показывает, что на второй подстанции целесообразно иметь значительно бо́льшую мощность конденсаторной батареи, чем на первой.

Следовательно, размещение компенсирующих устройств, необходимых по балансу реактивной мощности в системе, по условию равенства коэффициентов мощности на обеих подстанциях в данном случае нельзя признать правильным.

Глава одиннадцатая

СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

11-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Потери мощности и электроэнергии в системах достигают больших величин. Ранее было показано, что в электрической системе с наибольшей нагрузкой 2 *Гвт* потери активной мощности в линиях сети и трансформаторах составляют 200—300 *Мвт*; стоимость мощности электростанций, идущей на покрытие потерь мощности, оценивается в 200—400 млн. руб. Стоимость потерянной в течении года электроэнергии в такой системе достигает 50—70 млн. руб.

Распределение потерь мощности и электроэнергии в отдельных элементах системы приведено в табл. 11-1 [Л. 37].

Цифры этой таблицы показывают, что около 65% потерь мощности и электроэнергии в системе составляют потери в распределительных сетях 0,1—10 *кв*, несмотря на то, что в эти сети вкладывается несравненно больше

Таблица 11-1

Потери мощности и энергии в элементах электрической системы, %

Элементы системы	Потери энергии			Потери мощности		
	Линии	Трансформаторы	Всего	Линии	Трансформаторы	Всего
Сеть 110 *кв* . . .	13,3	12,4	25,7	14,7	9,8	24,5
„ 35 „ . . .	6,9	3,0	9,9	8,0	2,0	10,0
„ 0,1—10 *кв*	47,8	16,6	64,4	51,7	13,8	65,5
Итого . . .	68,0	32,0	100,0	74,4	25,6	100,0

цветного металла, чем в сети 35—110 *кв*. Расход цветного металла на сети 0,1—10 *кв* превышает расход металла на сети 35—110 *кв* примерно в 4 раза.

Приведенное распределение потерь мощности и электроэнергии в элементах электрических систем показывает, что наиболее действенными мероприятиями по снижению потерь электроэнергии в системах являются те, которые уменьшают потери энергии не только в сетях 35—220 *кв*, но и в сетях 0,1—10 *кв*, т. е. мероприятия, предпринимаемые непосредственно у потребителей [1].

Укажем, что некоторые мероприятия в отдельных случаях позволяют, снижая потери энергии в системе, уменьшить расход цветного металла на сеть.

Основными мероприятиями для снижения потерь электроэнергии в системах являются следующие:

1. Улучшение коэффициента мощности промышленных предприятий. Мероприятия, проводимые на фабриках и заводах: выбор мощности и типа электродвигателей, повышение загрузки двигателей и т. д., как не относящиеся к вопросам, изучаемым в книге, в дальнейшем не рассматриваются.

2. Принудительное распределение активных и реактивных мощностей в сети.

3. Режимы работы трансформаторов, соответствующие наименьшим потерям электроэнергии.

4. Повышение уровня напряжения электрических систем.

5. Повышение номинального напряжения электрической сети.

6. Сооружение сетей по рациональным схемам.

7. Постоянный контроль за потерями мощности и энергии в системах и т. д.

Рассмотрим некоторые из этих мероприятий более подробно.

11-2. КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Основными потребителями реактивной мощности в электрических системах являются асинхронные двигатели промышленных предприятий.

На величину потребной реактивной мощности влияет мощность электродвигателей, установленных на фабриках, заводах и т. д. С уменьшением мощности электродвигателя относительная потребная реактивная мощность возрастает. Зависимость коэффициента мощности асинхронных короткозамкнутых электродвигателей от мощности двигателей (при номинальной загрузке их) показана на рис. 11-1. Электродвигатель 750 *об/мин* мощностью 1 *квт* имеет $\cos\varphi_н = 0{,}65$. Потребляемая электродвигателем реактивная мощность (*квар*) больше активной мощности (*квт*) в 1,15 раза. Электродвигатель 50 *квт* с такой же скоростью вращения имеет $\cos\varphi = 0{,}87$; реактивная мощность составляет 55% активной мощности.

Довольно большое влияние на коэффициент мощности электродвигателей оказывает их скорость вращения. Из диаграммы на рис. 11-1 следует, что особо большое влияние скорости вращения наблюдается у электродвигателей малой мощности. Электродвигатели мощностью 1 *квт* при скорости вра-

[1] Все сказанное здесь и в дальнейшем об уменьшении потерь электроэнергии относится и к потерям мощности.

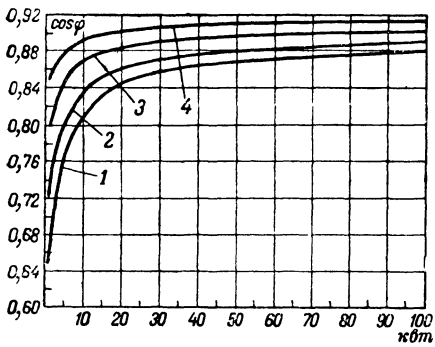


Рис. 11-1. Зависимость cos φ асинхронных короткозамкнутых двигателей от мощности и числа оборотов.
1 — электродвигатели 750 *об/мин*; *2* — 1 000 *об/мин*; *3* — 3 000 *об/мин*.

щения 3 000 *об/мин* имеют cos φ = 0,85, а при 750 *об/мин* — только 0,65. При увеличении мощности электродвигателей разница в cos $\varphi_н$ несколько сглаживается.

Скорость вращения электродвигателей выбирается в зависимости от скорости вращения машин-орудий и передаточного числа передачи.

Большое влияние на коэффициент мощности электродвигателей оказывает их загрузка. Это объясняется тем, что мощность холостого хода асинхронных электродвигателей составляет 60—70% реактивной мощности двигателя при номинальной его нагрузке. Потребляемую электродвигателем реактивную мощность Q при активной нагрузке P можно найти по формуле [Л. 38]

$$Q = Q_{х.х} + (Q_н - Q_{х.х})\left(\frac{P}{P_н}\right)^2, \quad (11\text{-}1)$$

в которой $Q_н$ и $P_н$ — реактивная и активная мощности при номинальной нагрузке электродвигателя;

$Q_{х.х}$ — реактивная мощность электродвигателя при холостом ходе; для двигателей с cos $\varphi_н = 0,9$ при полной нагрузке $Q_{х.х} = 0,6Q_н$; для двигателей с cos $\varphi_н = 0,8$ $Q_{х.х} = 0,7$.

Пользуясь (11-1), найдем, что электродвигатель с cos $\varphi_н = 0,8$ при нагрузке 50% имеет коэффициент мощности около 0,6. При номинальной нагрузке потребляемая реактивная мощность составляет 75% активной; при нагрузке электродвигателя на 50% потребляемая реактивная мощность превосходит активную в 1,25 раза. Относительное потребление реактивной мощности резко возрастает.

Снижение потребления реактивной мощности промышленными предприятиями можно получить, устанавливая в цехах фабрик и заводов синхронные, а не асинхронные электродвигатели. Возможность применения синхронных электродвигателей определяется условиями работы механизмов и мощностью синхронных двигателей, выпускаемых заводами. В некоторых отраслях промышленности, например в химической, металлургической и цементной, установленная мощность синхронных двигателей значительна. В других отраслях промышленности, например в легкой, возможность применения синхронных двигателей очень ограничена.

Синхронные электродвигатели не применяются при необходимости регулировать скорость вращения, при резко переменных нагрузках, частых пусках и т. д.

Кроме асинхронных электродвигателей, промышленные предприятия имеют ряд других потребителей реактивной мощности — трансформаторы, индукционные печи, сварочные аппараты и т. д.

Коэффициенты мощности промышленных предприятий зависят от электрооборудования, установленного на предприятии, загрузки этого оборудования, режима его работы и т. п. Коэффициент мощности промышленных предприятий, если не приняты специальные меры для его улучшения, изменяется в широких пределах: от 0,6 до 0,9. Среднее значение естественного cos φ промышленных предприятий лежит около 0,7.

Коэффициент мощности предприятий, не подвергавшихся переоборудованию, остается примерно одинаковым в течение длительного времени. Сказанное подтверждается диаграммой

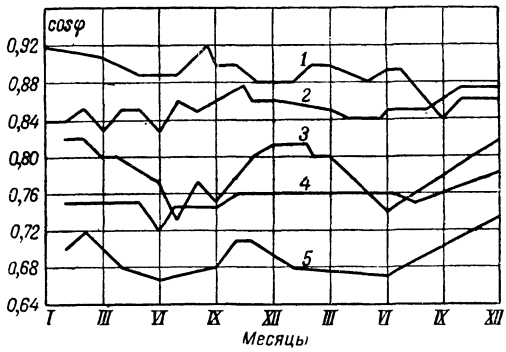


Рис. 11-2. Изменения cos φ предприятий в течение года.

1 и *2*—машиностроительные заводы; *3*—текстильная фабрика; *4*—табачная фабрика; *5*—угольный трест.

на рис. 11-2, на которой показаны коэффициенты мощности некоторых промышленных предприятий за 2 года.

Коммунально-бытовая нагрузка от освещения и других бытовых приборов в настоящее время имеет высокий коэффициент мощности, близкий к 0,95.

11-3. ПОВЫШЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА МОЩНОСТИ НАГРУЗКИ

Основными преимуществами, получаемыми при повышении cos φ потребителей, являются следующие:

1. Снижение потерь мощности и электроэнергии в электрической системе.

Потери активной мощности

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi} R \qquad (11\text{-}2)$$

изменяются обратно пропорционально квадрату коэффициента мощности. Зависимость, даваемая (11-2), изображена на рис. 11-3. При построении кривой потери мощности при cos φ=1 приняты за 1. Ухудшение cos φ ведет к резкому увеличению потерь активной мощности.

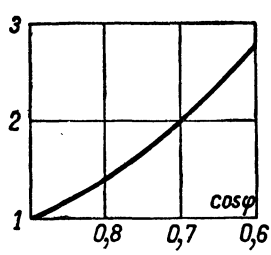


Рис. 11-3. Зависимость потерь мощности от cos φ нагрузки.

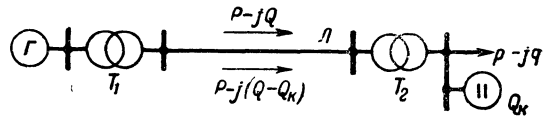


Рис. 11-4. Схема электропередачи.

Сказанное полностью относится к потерям реактивной мощности.

2. Уменьшение сечений проводов линий сети. Сечения проводов определяются потерями энергии (экономической плотностью тока) или предельным нагревом проводов, или допускаемой потерей напряжения.

Компенсирующие устройства мощностью $Q_к$ (рис. 11-4), уменьшая потребляемую из сети реактивную мощность, снижают полную мощность

$$S = \sqrt{P^2 + (Q - Q_к)^2},$$

проходящую по ней. В некоторых случаях полная мощность уменьшается на такую величину, что можно взять меньшее сечение провода.

Интересно отметить, что уменьшение сечения провода при повышении cos φ нагрузки сопровождается одновременным уменьшением потерь энергии.

Потери активной мощности равны:

$$\Delta P = \frac{P^2}{U^2 \cos \varphi} R = \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi} \cdot \frac{\rho l}{F},$$

где ρ, l и F — активное удельное сопротивление провода, длина линии и сечение провода.

Сечение провода по экономической плотности тока

$$F = \frac{I}{j_э} = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi j_э}.$$

Подставляя значение F в предыдущее уравнение, получаем:

$$\Delta P = \frac{\sqrt{3} P \rho l j_э}{U \cos \varphi}. \qquad (11\text{-}3)$$

Выведенная формула показывает, что потери мощности в линии при уменьшении сечения проводов, если

допустить одну и ту же плотность тока, уменьшаются обратно пропорционально коэффициенту мощности нагрузки. В такой же зависимости уменьшаются и потери электроэнергии.

3. Уменьшение мощности трансформаторов. Мощность трансформаторов, устанавливаемых на подстанциях, определяется полной мощностью S нагрузки. В отдельных случаях, когда целесообразно значительное повышение cos φ, удается взять трансформаторы меньшей мощности, чем при работе без компенсирующих устройств.

4. Увеличение пропускной способности работающей сети. С течением времени нагрузка потребителей возрастает. Линии и трансформаторы электрической сети работают с плохими технико-экономическими показателями. Если промышленное предприятие имеет низкий cos φ, установка компенсирующих устройств, разгружая электропередачу от реактивной мощности, позволяет увеличить передачу активной мощности, т. е. покрыть возросшие активные нагрузки потребителей.

Реактивную мощность на предприятии можно получить установкой:

1) синхронных двигателей;

2) конденсаторов;

3) синхронных компенсаторов.

Установка синхронных двигателей оправдывается только в случаях, когда они дают лучшие экономические показатели, чем асинхронные. При этом сравнении учитывается, что синхронные электродвигатели, работая с перевозбуждением, отдают в систему реактивную мощность; снижается мощность компенсирующих устройств, необходимая для работы системы. Генерация реактивной мощности за счет установки более мощных синхронных двигателей, чем требуются для работы механизма, не оправдывается. Выбор синхронных двигателей производится на основании специальных соображений, не входящих в круг вопросов, рассматриваемых в этой книге.

Повышение коэффициента мощности потребителей следует осуществлять установкой конденсаторов, а не синхронных компенсаторов. Преимущества конденсаторов рассмотрены в гл. 10.

Не следует понимать, что повышение cos φ потребителей является всегда выгодным. Целесообразность повышения коэффициента мощности потребителей должна быть обоснована технико-экономическими расчетами. Одновременно необходимо определить и величину, до которой выгодно поднять cos φ потребителей.

11-4. ЭКОНОМИЧЕСКИ ЦЕЛЕСООБРАЗНАЯ МОЩНОСТЬ КОНДЕНСАТОРОВ

Предположим, что в сети на рис. 11-5,*а* на шинах вторичного напряжения подстанции намечается для снижения потерь электроэнергии установка батареи конденсаторов. Целесообразную мощность конденсаторов нельзя определять, исходя из условия наименьших потерь активной мощности в сети. При этом условии вследствие очень высокого к. п. д. конденсаторов получилось бы, что коэффициент мощности потребителей следует довести до величины, близкой к 1. Такое решение экономически неоправданно. Капиталовложения и эксплуатационные расходы при установке конденсаторов были бы бо́льшими, чем без конденсаторов.

Целесообразная мощность батареи конденсаторов соответствует мощности батареи, при которой расчетные затраты будут минимальными.

Выведем формулу для определения экономически целесообразной мощности батареи конденсаторов, предполагая, что она включена в течение всего года, т. е. регулирования мощности батареи не производится. Это условие в наибольшей степени отвечает работе конденсаторов, установленных на промышленных предприятиях.

Предполагаемый годовой график реактивых нагрузок по продолжительности изображен на рис. 11-5,*б*.

При установке на подстанции батареи конденсаторов мощностью $Q_к$ и активном сопротивлении электропередачи (линии и трансформаторов) R расчетные затраты составят:

1. Затраты, связанные с установкой конденсаторов,

$$З_1 = (\alpha_э + \alpha_н) Q_к k_к^0,$$

где $\alpha_э$ — отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание ба-

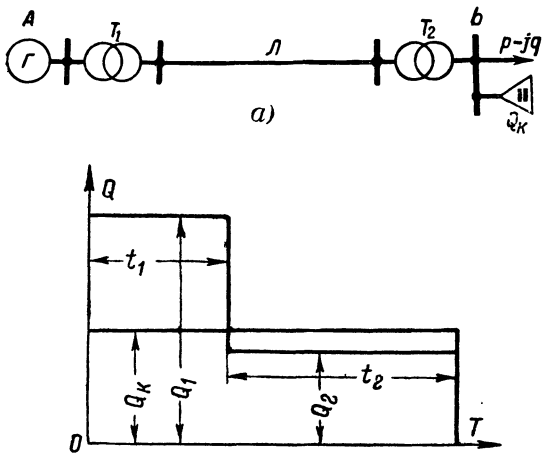


Рис. 11-5. Определение мощности батареи конденсаторов.

а — схема электропередачи ($Q_к$ — батарея конденсаторов); *б* — годовой график реактивных нагрузок по продолжительности.

тареи конденсаторов в относительных единицах;

$\alpha_н$ — нормированный коэффициент эффективности;

$k_к^0$ — стоимость 1 *ква* батареи конденсаторов (с установкой), руб.

2. Расчетная стоимость потерянной электроэнергии в батарее конденсаторов

$$З_2 = CT\Delta p_{к*} Q_к,$$

где $\Delta p_{к*}$ — потери активной мощности в конденсаторах в относительных единицах, равные 0,005;

C — расчетная стоимость 1 *квт·ч* потерянной электроэнергии:

$$C = b + \frac{k_м k_р}{\tau}(c + \alpha_н k_{эс}^0).$$

3. Расчетная стоимость потерянной электроэнергии в сети

$$З_3 = C\left[\left(\frac{Q_1 - Q_к}{U}\right)^2 Rt_1 + \left(\frac{Q_2 - Q_к}{U}\right)^2 Rt_2\right].$$

Суммарные расчетные затраты по сети

$$З_Σ = (\alpha_э + \alpha_н) Q_к k_к^0 + CT\Delta p_{к*} Q_к + C\left[\left(\frac{Q_1 - Q_к}{U}\right)^2 Rt_1 + \left(\frac{Q_2 - Q_к}{U}\right)^2 Rt_2\right].$$

Для определения мощности батареи конденсаторов, соответствующей минимуму расчетных затрат, возьмем первую производную от $З_Σ$ по $Q_к$ и приравняем ее нулю:

$$\frac{\partial З_Σ}{\partial Q_к} = (\alpha_э + \alpha_н) k_к^0 + CT\Delta p_{к*} - \frac{2CR}{U^2}[(Q_1 - Q_к) t_1 + (Q_2 - Q_к) t_2] = 0.$$

Поскольку

$$Q_1 t_1 + Q_2 t_2 = Q_{ср} T;$$

$$Q_к t_1 + Q_к t_2 = Q_к T,$$

можно предыдущее уравнение представить в виде:

$$(\alpha_э + \alpha_н) k_к^0 + CT\Delta p_{к*} - \frac{2CR}{U^2}(Q_{ср} T - Q_к T) = 0.$$

Определяя из последнего уравнения

$$Q_к = Q_{ср} - \frac{U^2[(\alpha_э + \alpha_н) k_к^0 + CT\Delta p_{к*}]}{2RCT}.$$

При подстановке в последнее уравнение мощности $Q_{ср}$ в киловольт-амперах, $k_к^0$ — в рублях за 1 *ква* конденсаторной батареи и C — в рублях за 1 *квт·ч* потерянной электроэнергии второй член уравнения нужно умножить на 10^3. Формула, дающая мощность конденсаторной батареи в киловольт-амперах, получит вид:

$$Q_к = Q_{ср} - \frac{U^2(\alpha_э + \alpha_н) k_к^0 + CT\Delta p_{к*}] \cdot 10^3}{2RCT}. \quad (11\text{-}4)$$

Если мощность конденсаторной батареи регулируется в соответствии с изменением реактивной нагрузки потребителя, то экономическая мощность батареи найдется по (11-4), в которой средняя нагрузка $Q_{ср}$ должна быть заменена наибольшей реактивной нагрузкой $Q_{нб}$.

Регулируемые конденсаторные батареи дают более экономичное решение, чем батареи, работающие с неизменной мощностью в течение всего года.

Анализируя (11-4), можно сделать следующие выводы:

1. Чем больше $Q_{ср}$, т. е. чем больше заполнение графика реактивных нагрузок, тем больше должна быть установленная мощность батареи конденсаторов.

2. Чем больше по абсолютной величине реактивная нагрузка потребителя, тем больше нужна батарея конденсаторов.

3. Экономически целесообразная мощность конденсаторной батареи, включенной в течение всего года, меньше среднегодовой реактивной нагрузки сети.

4. Чем больше сопротивление сети R, т. е. чем глубже в сети устанавливаются конденсаторы, тем больше экономически целесообразная мощность батареи.

5. Чем выше расчетная стоимость 1 *квт·ч* потерянной электроэнергии, тем бо́льшая мощность конденсаторов должна быть установлена в сети.

6. Чем ниже стоимость 1 *ква* конденсаторов, тем большей должна быть мощность батареи конденсаторов.

Наиболее часто батареи конденсаторов устанавливаются на напряжениях 6—10 *кв* на шинах заводских подстанций. Установка конденсаторов у электродвигателей в цехах на напряжениях 380—500 *в* пока не получила достаточного распространения из-за высокой стоимости 1 *ква* конденсаторов на эти напряжения. Стоимость 1 *ква* конденсаторов на напряжение 380 *в* примерно в 4—5 раз больше, чем на 6—10 *кв*.

Рассмотренная методика может быть применена к магистральной сети, снабжающей электроэнергией несколько потребителей. В этом случае суммарные расчетные затраты будут функцией мощностей конденсаторов $Q_{к1}$, $Q_{к2}$, $Q_{к3}$..., устанавливаемых у разных потребителей. Для определения экономически целесообразных мощностей отдельных батарей нужно взять частные производные от $З_{\Sigma}$ по $Q_{к1}$, $Q_{к2}$, $Q_{к3}$ и т. д. и приравнять каждую из них нулю. Число полученных уравнений будет равно числу неизвестных мощностей батарей конденсаторов. Совместным решением уравнений найдем $Q_{к1}$, $Q_{к2}$, $Q_{к3}$ и т. д.

Отрицательное значение $Q_к$ указывает на нецелесообразность установки конденсаторов на этой подстанции. Приняв, что у этого потребителя батарея конденсаторов не ставится, нужно, внеся соответствующие коррективы в исходные уравнения, снова решить их совместно.

При необходимости, рассчитывая сети 110—220 *кв*, можно учесть реактивную мощность, генерируемую линиями, и реактивную мощность, теряемую в стали трансформаторов.

Полученное уравнение экономически целесообразной мощности конденсаторной батареи позволяет установить зависимость между электрической удаленностью и реактивной нагрузкой потребителей, при которой установка конденсаторов невыгодна.

Для этого следует в (11-4) принять $Q_к=0$ и определить из него сопротивление R (электрическую удаленность). Произведя эти действия, получим:

$$R=\frac{U^2[(\alpha_э+\alpha_н)k_к^0+CT\Delta p_{к*}]10^3}{2Q_{ср}CT}. \qquad (11\text{-}5)$$

Из этого уравнения следует, что электрическая удаленность, при которой целесообразна установка компенсирующих устройств, уменьшается с возрастанием наибольшей и средней реактивных нагрузок потребителя.

Методика вывода уравнения экономической мощности конденсаторной батареи может быть использована и для случая, когда мощность батареи регулируется в зависимости от нагрузки. Уравнение усложнится, но принципиально останется таким же, как (11-4).

Пример 11-1. Районная подстанция *ПС* (рис. 11-6,*а*) получает электроэнергию по двум параллельным линиям 35 *кв* с проводами АС-50 длиной 10 *км*.

На подстанции установлены два транформатора мощностью по 4,2 *Мва* каждый.

От шин вторичного напряжения подстанции получают электроэнергию семь одинаковых заводов, к каждому из которых проложена одноцепная линия 10 *кв* с сечением алюминиевых проводов 50 *мм*^{2} длиной 2 *км*. Наи-

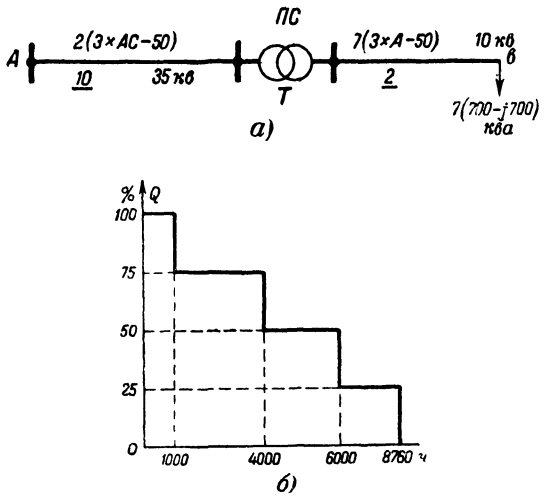


Рис. 11-6. Расчетная схема сети и годовой график реактивных нагрузок по продолжительности.

большая нагрузка одного завода $S=700-j700$ *ква*.

Годовой график реактивных нагрузок по продолжительности, одинаковый для всех заводов, изображен на рис. 11-6,*б*.

Определить мощность конденсаторных батарей, которые следует установить на заводах, исходя из условия наименьших расчетных затрат по сети.

Батареи конденсаторов подключены к сети в течение всего года.

Активные сопротивления элементов сети:

1) линии 35 *кв*

$$r_0 = 0{,}65 \text{ ом/км}; \quad R_{л1} = \frac{0{,}65 \cdot 10}{2} = 3{,}25 \text{ ом};$$

2) трансформаторы подстанции (параллельно два трансформатора)

$$R_т = 1{,}64 \text{ ом};$$

3) линии 10 *кв*.

Сопротивление семи параллельных линий, приведенное к напряжению 35 *кв*, при $r_0 = 0{,}64$ *ом/км*

$$R_{л2} = \frac{0{,}64 \cdot 2}{7}\left(\frac{35}{10}\right)^2 = 2{,}24 \text{ ом}.$$

Суммарное активное сопротивление электропередачи

$$R = 3{,}25 + 1{,}64 + 2{,}24 = 7{,}1 \text{ ом}.$$

Среднегодовая реактивная нагрузка завода в относительных единицах

$$Q_{ср*} = \frac{Q_1 t_1 + Q_2 t_2 + \ldots + Q_n t_n}{T} =$$

$$= \frac{1 \cdot 1\,000 + 0{,}75 \cdot 3\,000 + 0{,}5 \cdot 2\,000 + 0{,}25 \cdot 2\,760}{8\,760} =$$

$$= 0{,}563.$$

Среднегодовая реактивная нагрузка всех семи заводов

$$Q_{ср} = 0{,}563 \cdot 700 \cdot 7 = 2\,760 \text{ квар}.$$

Примем стоимость установки 1 *ква* конденсаторов 70 руб, потери активной мощности в них — 0,5%, отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание конденсаторов — 10% в год. Расчетная стоимость 1 *квт·ч* потерянной электроэнергии 15 коп. и коэффициент эффективности 0,125.

Суммарная мощность батарей конденсаторов на всех семи заводах, соответствующая минимуму расчетных затрат, найдется по (11-4):

$$Q_к = Q_{ср} - \frac{U^2[(\alpha_э + 4\alpha_н)k_к^0 + CT\Delta p_{к*}]}{2RCT}.$$

Подставляя цифровые величины, получаем:

$$Q_к = 2\,760 -$$

$$- \frac{35^2[(0{,}10 + 0{,}125) \cdot 70 + 0{,}15 \cdot 8\,760 \cdot 0{,}005]}{2 \cdot 7{,}1 \cdot 0{,}15 \cdot 8\,760} \times$$

$$\times 10^3 = 1\,460 \text{ квар}.$$

На каждом заводе следует установить батареи конденсаторов мощностью по ~ 200 *ква*.

При установке на заводах регулируемых конденсаторов суммарная экономическая мощность их составит:

$$Q_к = 4\,900 -$$

$$- \frac{35^2[(0{,}1 + 0{,}125) \cdot 70 + 0{,}15 \cdot 8\,760 \cdot 0{,}005]}{2 \cdot 7{,}1 \cdot 0{,}15 \cdot 8\,760} \times$$

$$\times 10^3 = 3\,600 \text{ ква}.$$

На каждом заводе нужно установить батарею конденсаторов мощностью ~ 500 *ква*, т. е. значительно бо́льшую, чем при работе батарей с неизменной мощностью в течение года. Возросшие расходы, связанные с увеличением стоимости батарей конденсаторов, окупаются снижением стоимости потерянной электроэнергии в сети.

В произведенном расчете не учитывалось влияние потерь реактивной мощности в стали трансформаторов; при проектных расчетах такое упрощение можно считать вполне приемлемым. Учет потерь реактивной мощности в стали трансформаторов привел бы к небольшому увеличению мощности батарей конденсаторов.

11-5. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТЕЙ В ЗАМКНУТЫХ СЕТЯХ

Естественное распределение мощностей в замкнутой сети на рис. 11-7 найдется по выведенным ранее формулам

$$\dot{S}_{1e} = \frac{\dot{s}_c z_3 + \dot{s}_b (z_3 + z_2)}{Z_\Sigma}$$

и

$$\dot{S}_{3e} = \frac{\dot{s}_b z_1 + \dot{s}_c (z_1 + z_2)}{Z_\Sigma}.$$

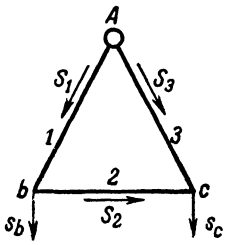


Рис. 11-7. Схема замкнутой сети.

Это распределение мощностей не соответствует наименьшим потерям активной мощности в сети. Разные отношения $r_0 : x_0$ на отдельных участках сети обусловливают появление уравнительных токов, увеличивающих потери мощности и энергии в сети. Чем больше неоднородность участков сети, тем сильнее увеличиваются потери мощности по сравнению с наименьшими возможными. Наибольшая неоднородность участков сети наблюдается в замкнутых контурах, образованных сетями разных напряжений (рис. 11-8). Трансформаторы T_1 и T_2 имеют большие реактивные и очень малые активные сопротивления, из-за чего значительно нарушается однородность сети.

Найдем распределение мощностей в сети, отвечающее наименьшим потерям активной мощности и энергии.

Потери активной мощности в сети на рис. 11-7 равны:

$$\Delta P = \frac{S_1^2}{U^2} r_1 + \frac{S_2^2}{U^2} r_2 + \frac{S_3^2}{U^2} r_3,$$

или

$$\Delta P = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} r_1 + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} r_2 + \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U^2} r_3.$$

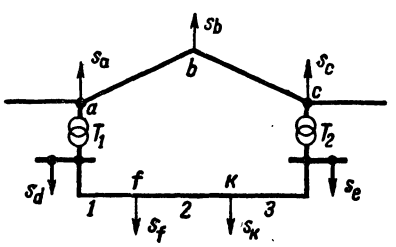


Рис. 11-8. Схема части электрической системы.

Выразим P_2, P_3, Q_2 и Q_3 через мощности P_1 и Q_1 и нагрузки сети:

$$P_2 = P_1 - p_b; \quad P_3 = P_1 - p_b - p_c;$$

$$Q_2 = Q_1 - q_b; \quad Q_3 = Q_1 - q_b - q_c.$$

Подставляя эти значения мощностей в предыдущее уравнение, получаем

$$\Delta P = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} r_1 + \frac{(P_1 - p_b)^2 + (Q_1 - q_b)^2}{U^2} r_2 + \frac{(P_1 - p_b - p_c)^2 + (Q_1 - q_b - q_c)^2}{U^2} r_3.$$

Для определения распределения мощностей, соответствующего минимуму потерь активной мощности в сети, возьмем первые производные от ΔP по P_1 и Q_1 и приравняем их нулю:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial P_1} = \frac{2P_1}{U^2} r_1 + \frac{2(P_1 - p_b)}{U^2} r_2 + \frac{2(P_1 - p_b - p_c)}{U^2} r_3 = 0;$$

и

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_1} = \frac{2Q_1}{U^2} r_1 + \frac{2(Q_1 - q_b)}{U^2} r_2 + \frac{2(Q_1 - q_b - q_c)}{U^2} r_3 = 0.$$

Решая эти уравнения относительно P_1 и Q_1, находим:

$$\left.\begin{aligned} P_{1э} &= \frac{p_b(r_2 + r_3) + p_c r_3}{R_\Sigma}; \\ Q_{1э} &= \frac{q_b(r_2 + r_3) + q_c r_3}{R_\Sigma}; \\ \dot{S}_{1э} &= P_{1э} - jQ_{1э}. \end{aligned}\right\} \quad (11\text{-}6)$$

Полученные уравнения показывают, что минимуму потерь активной мощности и энергии соответствует распределение мощностей в сети только с активными сопротивлениями. Это распределение называется экономическим распределением мощностей в сети.

Естественное распределение мощностей, соответствующее экономическому, устанавливается в однородных

сетях и искусственно настроенных сетях, для которых отношение $R_0 : X_0$ всех участков сети одинаково.

11-6. ПРИНУДИТЕЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТЕЙ В ЗАМКНУТЫХ СЕТЯХ

В замкнутой сети (рис. 11-9), если не принято специальных мер, наступает естественное распределение мощностей $\dot{S}_{1e} \div \dot{S}_{3e}$. Условию наименьших потерь мощности и энергии соответствует экономическое распределение мощностей в сети, определяемое формулами (11-6).

Экономическое распределение мощностей в неоднородной сети можно получить [Л. 39], если на естественное распределение мощностей наложить уравнительную мощность $\dot{S}_{ур}$ (рис. 11-10), равную:

$$\dot{S}_{ур} = \dot{S}_{1э} - \dot{S}_{1e}, \qquad (11\text{-}7)$$

или

$$\dot{S}_{1э} = \dot{S}_{1e} + \dot{S}_{ур}.$$

При наложении уравнительной мощности $\dot{S}_{ур}$ экономическое распределение мощностей установится на всех участках сети.

Поскольку расчет сети ведется без учета потерь мощности, уравнительный ток $\dot{I}_{ур}$, который должен быть наложен в сети, определится равным:

$$\dot{I}_{ур} = \frac{\dot{S}_{ур}}{3\dot{U}_н}. \qquad (11\text{-}8)$$

Наложение уравнительного тока (мощности) можно осуществить введением в замкнутый контур дополнительной э. д. с.

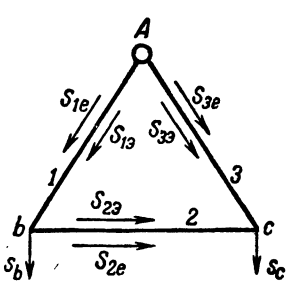


Рис. 11-9. Распределение мощностей в замкнутой сети.

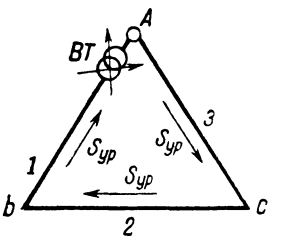


Рис. 11-10. Уравнительная мощность в контуре замкнутой сети.

$$\dot{e}_{ур} = \dot{I}_{ур} Z_\Sigma. \qquad (11\text{-}9)$$

Дополнительная э. д. с. $\dot{e}_{ур}$ будет иметь вещественную и мнимую части:

$$\dot{e}_{ур} = e'_{ур} \pm j e''_{ур}.$$

Величина $e'_{ур}$ дает дополнительную э. д. с., которая должна совпадать по фазе с напряжением сети в точке, где она вводится. Дополнительная э. д. с. $e''_{ур}$ сдвинута на 90° относительно напряжения сети в точке введения этой э. д. с. Первая из них — $e'_{ур}$ — называется продольной э. д. с., а вторая — $e''_{ур}$ — поперечной.

Продольная э. д. с. вводится в контур включением вольтодобавочного трансформатора *BT* (см. рис. 11-10), осуществляющего продольное регулирование. Поперечная э. д. с. вводится в контур также включением вольтодобавочного трансформатора *BT*, имеющего специальное соединение обмоток; им осуществляется поперечное регулирование.

Принцип включения обмоток вольтодобавочного трансформатора поперечного регулирования показан на рис. 11-1,*а*. В фазу *1* вводится э. д. с., повернутая на 90° относительно напряжения $\dot{U}_1$ обмотки основного трансформатора (рис. 11-11,*б*). Перестановкой переключателя *П* можно вводить опережающие и отстающие дополнительные поперечные э. д. с.

Исследуем вопрос, какая из составляющих дополнительной э. д. с. больше влияет на перераспределение

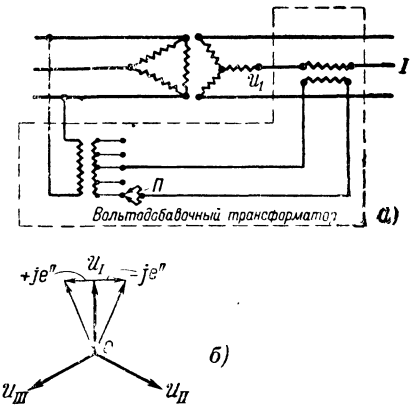


Рис. 11-11. Схема вольтодобавочного трансформатора с поперечным регулированием напряжения.

активных и реактивных мощностей. Из уравнения (11-11) имеем:

$$\dot{I}_{ур}=\frac{\dot{e}_{ур}}{Z_\Sigma}=\frac{\dot{e}_{ур}}{R_\Sigma+jX_\Sigma}. \quad (11\text{-}10)$$

У воздушных линий с крупными сечениями проводов реактивное сопротивление линий значительно больше, чем активное сопротивление, и потому приближенно можно написать:

$$\dot{I}_{ур}=\frac{\dot{e}_{ур}}{jX_\Sigma}.$$

Это уравнение показывает, что, вводя в замкнутый контур, образованный воздушными линиями с большими сечениями проводов, продольную э. д. с., мы перераспределяем в основном реактивные мощности. Поперечная э. д. с. перераспределяет в основном активные мощности.

При расчетах сети по действительным напряжениям в (11-8) следует подставить напряжение точки A (см рис. 11-10), где установлен вольтодобавочный трансформатор BT.

Изменение режима работы сети требует регулировки вольтодобавочного трансформатора. Вводимая в контур э. д. с. должна соответствовать нагрузке сети.

Установка вольтодобавочных трансформаторов для регулирования распределения мощностей в сети требует значительных затрат. В то же время иногда улучшение распределения мощностей в сети приводит к относительно небольшому снижению потерь активной мощности и энергии. В результате установка вольтодобавочного трансформатора окажется невыгодной.

Экономическая целесообразность установки вольтодобавочного трансформатора должна быть доказана соответствующими расчетами. Сравниваются расчетные затраты на вольтодобавочный трансформатор с расчетными затратами, связанными с уменьшением потерь мощности и энергии в сети. Установка вольтодобавочного трансформатора целесообразна при большой неоднородности сети и больших мощностях, протекающих по ней.

Стоимость вольтодобавочных трансформаторов с поперечным и продольным регулированием значительно дороже, чем с одним из них. Для продольного и поперечного регулирования иногда приходится устанавливать два вольтодобавочных трансформатора. Необходимо поэтому исследовать экономическую целесообразность установки только одного из них.

В замкнутых сетях двух напряжений (см. рис. 11-8) для улучшения распределения мощностей в сети можно использовать установку разных ответвлений на трансформаторах T_1 и T_2. Установка разных ответвлений на этих трансформаторах соответствует введению в контур дополнительной продольной э. д. с. Необходимо иметь в виду, что в этом случае регулирование э. д. с., вводимой в контур, невозможно.

Когда в сетях двух напряжений применение вольтодобавочных трансформаторов экономически неоправданно, следует рассмотреть и другие способы снижения потерь мощности и энергии в сети. Одним из таких способов является размыкание сети низшего напряжения. Находится экономическое распределение мощностей в сети. Сеть размыкается в точке раздела мощностей, и распределение последних будет близким к экономическому. Для обеспечения надежности электроснабжения в точке деления сети предусматривается автоматическое устройство. Предположим, что деление сети произведено на подстанции f (см. рис. 11-8). Нагрузка s_f

питается от трансформатора T_1, а нагрузка $\dot{s}_к$ — от T_2. При повреждении линии *1* подстанция *f* автоматически переходит на питание от подстанции T_2.

Размыкание сети целесообразно, если оно дает заметное снижение потерь мощности и энергии. Кроме того, нужно, чтобы графики нагрузок $\dot{s}_d$, $\dot{s}_f$, $\dot{s}_k$ и $\dot{s}_e$ имели примерно одинаковые очертания. В противном случае точка раздела мощностей в сети будет перемещаться и размыкание сети в одной точке может оказаться нецелесообразным. Размыкать сеть в разные часы суток на разных подстанциях невозможно.

Размыкание линий 110—220 *кв*, питающих крупные нагрузки, рекомендовать нельзя.

трансформаторов T_1 и T_2 отнесены к напряжению 220 *кв*.

Сопротивление линий 220 *кв* $R_5=5{,}9$ *ом* и $X_5=31{,}5$ *ом*. Сопротивления линий 110 *кв*, пересчитанные к напряжению 220 *кв*, составляют: участка *fd* $R_2=65$ *ом* и $X_2=100$ *ом*, участка *dc* $R_3=65$ *ом* и $X_3=100$ *ом*.

Намагничивающая мощность трансформаторов T_2 и реактивная мощность, генерируемая половиной длины линий 220 *кв*, создают нагрузку в точке в сети $\dot{S}_b=+j\ 10$ *Мва*.

Определить целесообразность установки трансформатора T_1 с продольным и поперечным регулированием напряжения для снижения потерь активной мощности и энергии в системе.

Приведенные ранее данные позволяют составить схему замещения системы, изображенную на рис. 11-13. При составлении схемы замещения потери активной мощности в стали трансформаторов T_2 не учитывались. Они по сравнению с нагрузками малы и не могут оказать заметного влияния на результаты расчета.

Найдем естественное распределение мощностей в системе:

$$\dot{S}_{1e}=\frac{\dot{s}_b\dot{Z}_5+\dot{s}_c(Z_5+Z_4)+\dot{s}_d(Z_5+Z_4+Z_3)+\dot{s}_f(Z_5+Z_4+Z_3+Z_2)}{Z_1+Z_2+Z_3+Z_4+Z_5};$$

$$\dot{S}_{1e}=\frac{j10(5{,}9+j31{,}5)+(180-j100)(6{,}7+j54{,}5)}{139{,}7+j364{,}5}+$$

$$+\frac{(50-j30)(71{,}7+j154{,}5)+(-40+j30)(136{,}7+j254{,}5)}{139{,}7+j364{,}5}=22+j5\ \textit{Мва};$$

$$\dot{S}_{5e}=\frac{(-40+j30)(3+j110)+(50-j30)(68+j210)}{139{,}7+364{,}5}+$$

$$+\frac{(180-j100)(133+j310)+j10(133{,}8+j333)}{139{,}7+j364{,}5}=168-j95\ \ \textit{Мва}.$$

Пример 11-2. На секцию *1* сборных шин 220 *кв* (рис. 11-12) электростанции *ЭС* работает группа генераторов Γ_1, на секцию *2* — группа генераторов Γ_2. Расчетная мощность, выдаваемая генераторами Γ_2 в систему, составляет $\dot{S}_f=40-j\ 30$ *Мва*. Вся остальная мощность поступает от генератора Γ_1. Секции шин электростанции соединены трансформатором T_1 мощностью 60 *Мва*. Активное сопротивление этого трансформатора равно 3 *ом*, а реактивное 110 *ом*. Трансформаторы T_2 — две группы однофазных трансформаторов 220/110 *кв* с суммарной мощностью 240 *Мва*. Активное сопротивление этих трансформаторов 0,8 *ом*, а реактивное 23 *ом*. Сопротивления

Проверка произведенных вычислений:

$$\dot{S}_{1e}+\dot{S}_{5e}=(22+j5)+(168-j95)=$$

$$=190-j95\ \textit{Мва}.$$

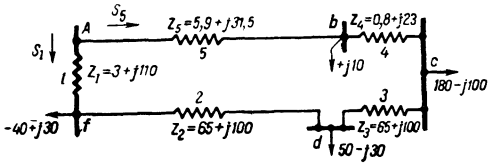


Рис. 11-13. Схема замещения системы.

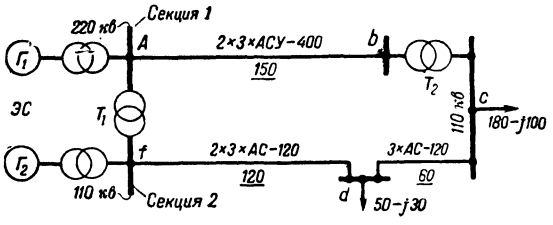


Рис. 11-12. Расчетная схема электрической системы.

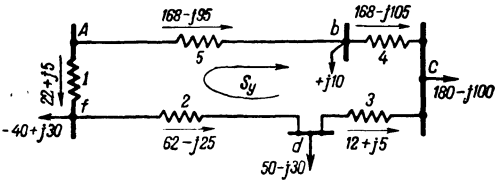


Рис. 11-14. Естественное распределение мощностей в системе.

Баланс мощностей в системе

$$\Sigma \dot{s} = (180 - j100) + (50 - j30) - (40 - j30) + \\ + j10 = 190 - j90 \ Мва.$$

Естественное распределение мощностей найдено правильно. Оно нанесено на рис. 11-14.

Определим распределение мощностей, соответствующее минимуму потерь активной мощности в системе:

$$\dot{S}_{1э} = \frac{\dot{s}_b R_5 + \dot{s}_c (R_4 + R_4) + \dot{s}_d (R_5 + R_4 + R_3) + \dot{s}_f (R_5 + R_4 + R_3 + R_2)}{R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5};$$

$$\dot{S}_{1э} = \frac{j10 \cdot 5{,}9 + (180 - j100) \cdot 6{,}7 + (50 - j30) \cdot 71{,}7}{139{,}7} + \\ + \frac{(-40 + j30) \cdot 136{,}7}{139{,}7} = -4 + j9 \ Мва;$$

$$\dot{S}_{5э} = \frac{(-40 + j30) \cdot 3 + (50 - j30) \cdot 68 + (180 - j100) \cdot 133 + j10 \cdot 133{,}8}{139{,}7} = \\ = 194 - j99 \ Мва;$$

$$\dot{S}_{1э} + \dot{S}_{5э} = (-4 + j9) + (194 - j99) = 190 - j90 \ Мва.$$

Вычисления произведены правильно. Экономическое распределение мощностей дано на рис. 11-15.

Потери активной мощности в системе:

1. При естественном распределении мощностей

$$\Delta P_е = \frac{(168^2 + 95^2) \cdot 5{,}9 + (168^2 + 105^2) \cdot 0{,}8}{220^2} + \\ + \frac{(12^2 + 5^2) \cdot 65 + (62^2 + 25^2) \cdot 65 + (22^2 + 5^2) \cdot 3}{220^2} = \\ = 11{,}45 \ Мвт.$$

2. При принудительном распределении мощностей

$$\Delta P_э = \frac{(194^2 + 99^2) \cdot 5{,}9 + (194^2 + 109^2) \cdot 0{,}8}{220^2} + \\ + \frac{(14^2 + 9^2) \cdot 65 + (36^2 + 21^2) \cdot 65 + (4^2 + 9^2) \cdot 3}{220^2} = \\ = 9{,}3 \ Мвт.$$

Уменьшение потерь активной мощности в системе при принудительном распределении мощностей

$$\Delta P_е - \Delta P_э = 11{,}45 - 9{,}3 = 2{,}15 \ Мвт.$$

Стоимость дополнительной установленной мощности на электростанциях для покрытия потерь активной мощности в системе, принимая стоимость 1 *квт*, установленного на станциях 1 200 *руб.*,

$$K_{эс} = 1\,200 \cdot 2\,150 = 2\,580\,000 \ руб.$$

Эта цифра указывает на целесообразность иметь на трансформаторе T_1 продольное и поперечное регулирование напряжения. Затраты на регулирующее устройство будут меньше 2,58 млн. руб.

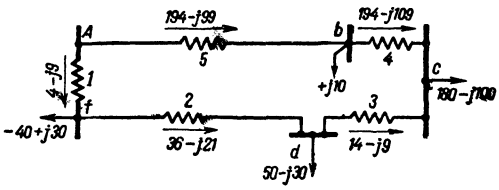


Рис. 11-15. Экономическое распределение мощностей в системе.

На естественное распределение мощностей нужно наложить уравнительную мощность, определяемую по (11-7):

$$\dot{S}_{ур} = \dot{S}_э - \dot{S}_е = (194 - j99) - (168 - j95) = \\ = 26 - j4 \ Мва.$$

Уравнительный ток в контуре

$$\dot{I}_{ур} = \frac{\dot{S}_{ур}}{\sqrt{3} U_н} = \frac{26\,000 - j4\,000}{\sqrt{3} \cdot 220} = \\ = 68 - j10{,}5 \ а.$$

Электродвижущая сила, которую нужно ввести в контур,

$$\dot{e}_{ур} = \dot{I}_{ур} Z_\Sigma = (68 - j10{,}5)(139{,}7 + j364{,}5) = \\ = 13\,300 + j23\,300 \ в.$$

Продольная э. д. с. в контуре составляет:

$$e'_{ур}\% = \frac{13{,}3\sqrt{3}}{220} \cdot 100 = 10{,}5\%;$$

поперечная

$$e''_{ур}\% = \frac{23{,}3\sqrt{3}}{220} \cdot 100 = 18{,}4\%.$$

В случае невозможности получить поперечное регулирование в пределах до 18,5% можно взять меньший процент регулирования. Примем, что предельное значение для поперечного регулирования составляет 15%, т. е. 19 000 *в*. При этом условии уравнительный ток в контуре определится равным:

$$\dot{I}_{ур} = \frac{\dot{e}_{ур}}{Z_\Sigma} = \frac{13\,300 + j19\,000}{139{,}7 + j364{,}5} = 58 - j14{,}4 \ а.$$

Уравнительная мощность в контуре

$$\dot{S}'_{ур} = (58 - j14{,}4)\sqrt{3} \cdot U_н \approx 22 - j5{,}5 \ Мва.$$

Потери активной мощности в сети при уравнительной мощности $\dot{S}'_{ур}$

$$\Delta P = 9{,}4 \text{ } Мвт,$$

т. е. почти такие же, как при поперечном регулировании с пределом до 18,5%.

11-7. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТЕЙ НАСТРОЙКОЙ СЕТИ

Принудительное распределение мощностей в замкнутой сети трансформаторами с продольным и поперечным регулированием напряжения связано со значительными расходами. Такой метод получения экономически целесообразного распределения мощностей оправдывается только, когда замкнутая сеть образуется линиями разных напряжений (например, линиями 110 и 220 *кв*), по которым протекают большие мощности.

В ряде случаев распределение мощностей, не отвечающее условиям наименьших потерь мощности и энергии в сети, получается в контуре из линий одного напряжения, передающих относительно небольшие мощности. В этих случаях экономически более оправданным является настройка сети, а не установка вольтодобавочных трансформаторов.

Представим, что замкнутый контур в сети образован линиями $Л_1$ и $Л_2$ (рис. 11-16,*а*) одного и того же напряжения. Провода на линиях $Л_1$ и $Л_2$ по каким-либо причинам имеют разные сечения. Такая сеть неоднородна $\left(\frac{R_1}{X_1} \neq \frac{R_2}{X_2}\right)$ и потому естественное распределение мощностей в ней не будет экономическим. По линии с меньшим сечением проводов пойдет мощность, бо́льшая соответствующей экономически целесообразной; по линии с бо́льшим сечением проводов потечет мощность, меньшая соответствующей экономическому распределению мощностей в сети. Потери мощности и электроэнергии в такой сети будут бо́льшими, чем в однородной сети.

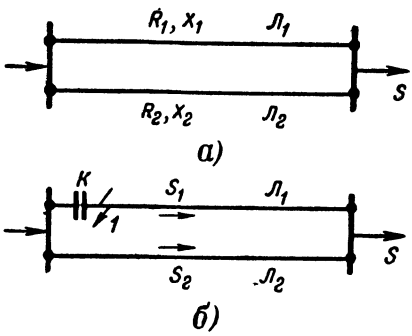


Рис. 11-16. Настройка сети системы.

Неоднородную сеть настройкой можно сделать однородной; отношения реактивного и активного сопротивлений каждой линии должны быть одинаковыми. Очевидно, что изменение активных сопротивлений линий нецелесообразно. Для этого в одну из линий пришлось бы включать последовательно дополнительное активное сопротивление, что связано с большими непроизводительными потерями активной мощности и энергии.

Нецелесообразно и включение последовательно в одну из линий индуктивного сопротивления — увеличиваются потери напряжения и реактивной мощности.

При настройке сети реактивное сопротивление одной из линий уменьшается последовательным включением в нее батареи конденсаторов (емкостного сопротивления) (рис. 11-16,*б*).

Если на линии $Л_1$ подвешены провода большего сечения, чем на линии $Л_2$, то

$$\frac{X_1}{R_1} > \frac{X_2}{R_2}.$$

Для получения однородной сети в линию $Л_1$ нужно включить батарею конденсаторов сопротивлением $X_к$, которое найдется из уравнения

$$\frac{X_1 - X_к}{R_1} = \frac{X_2}{R_2},$$

откуда

$$X_к = X_1 - X_2 \frac{R_1}{R_2}. \qquad (11\text{-}11)$$

Зная сопротивление $X_к$, найдем необходимое число конденсаторов батареи.

Количество параллельно и последовательно включенных конденсаторов (рис. 11-17) определяется током нагрузки, проходящим через конденсаторную батарею, и напряжением, ложащимся на батарею.

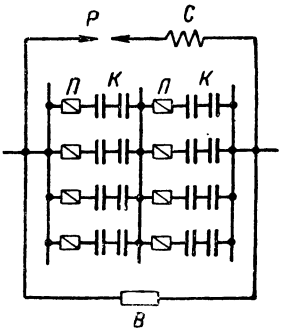


Рис. 11-17. Включение батареи конденсаторов в линию (последовательная компенсация).

По линии $Л_1$ после установки конденсаторов пойдет мощность S_1, соответствующая экономическому распределению мощностей в сети. На зажимах конденсаторов батареи установится напряжение

$$\Delta\mathscr{U}_к = \frac{S_1}{\sqrt{3}\cdot U_н} X_к, \qquad (11\text{-}12)$$

где $U_н$ — номинальное напряжение сети.

Число рядов конденсаторов при номинальном напряжении каждого конденсатора $\mathscr{U}_{н.к}$, которое должно быть включено последовательно, определится равным:

$$n_р = \frac{\Delta\mathscr{U}_к}{\mathscr{U}_{н.к}}. \qquad (11\text{-}13)$$

Очевидно, что $n_р$ может быть только целым числом, и потому полученное значение $n_р$ следует округлить до ближайшего целого числа.

Конденсаторы нельзя перегружать по току. Сумма номинальных токов параллельно включенных конденсаторов должна быть равна току, протекающему по линии:

$$n_п I_{н.к} = I_л,$$

где $n_п$ — число параллельно включенных конденсаторов;

$I_{н.к}$ — номинальный ток одного конденсатора.

Выражая $I_{н.к}$ через номинальную мощность $Q_{н.к}$ и напряжение $\mathscr{U}_{н.к}$ конденсатора, а ток по линии — через мощность по ней, предыдущее уравнение можно представить в виде:

$$n_п \cdot \frac{Q_{н.к}}{\mathscr{U}_{н.к}} = \frac{S_1}{\sqrt{3}\cdot U_н},$$

откуда

$$n_п = \frac{S_1 \mathscr{U}_{н.к}}{\sqrt{3}\cdot Q_{н.к} U_н}. \qquad (11\text{-}14)$$

Сопротивление однофазного конденсатора мощностью $Q_{н.к}$ равно:

$$x_{к1} = \frac{\mathscr{U}_{н.к}}{I_{н.к}} = \frac{\mathscr{U}^2_{н.к}}{Q_{н.к}}. \qquad (11\text{-}15)$$

Сопротивление батареи, составленной из $n_р$ последовательно включенных рядов, в каждом из которых включено параллельно $n_п$ конденсаторов, составит:

$$X'_к = \frac{X_{к1} n_р}{n_п}. \qquad (11\text{-}16)$$

Сравнивая $X'_к$ с необходимым сопротивлением конденсаторной батареи $X_к$, полученным по (11-11), корректируют, если нужно, число последовательно и параллельно включенных конденсаторов.

Число конденсаторов, найденное по (11-13) и (11-14), соответствует мощности S_1, протекающей по линии (рис. 11-16,*б*) в нормальном режиме работы сети. Такой расчет возможен, если при ремонтах линии $Л_2$ батарею конденсаторов шунтировать выключателем $В$. При протекании через конденсаторы всей мощности S они будут длительно перегружены, что недопустимо.

Отключение линии $Л_2$ и шунтирование конденсаторов приведут к значительному увеличению активного и особенно реактивного сопротивлений сети. Напряжение в конце линии может снизиться до недопустимой величины.

Но при отключении линии $Л_1$ и работе только одной линии $Л_2$, сечение проводов которой меньше сечения проводов линии $Л_1$, на приемном конце электропередачи будет еще более низкое напряжение. Расчет батареи конденсаторов по полной мощности S потребителя увеличивает затраты на батарею, но не обеспечивает поддержания напряжения у потребителя в нужных пределах.

Параллелльно батарее включены разрядник $Р$ (рис. 11-17) и нормально разомкнутый выключатель $В$ [Л. 40]. При коротком замыкании на

линии $Л_1$ (точка *1* на рис. 11-16,*б*) на батарею ложится большое напряжение. Если не принять мер, то конденсаторы будут пробиты. Искровой промежуток разрядника установлен так, что при напряжении на зажимах батареи выше допускаемого разрядник срабатывает и дуга шунтирует конденсаторы. Учитывая, что защита линий оборудуется автоматическим повторным включением, разрядник должен обеспечить гашение дуги в бестоковую паузу.

При сквозных коротких замыканиях на конденсаторы может также лечь недопустимо большое напряжение; разрядник должен быстро погасить дугу и при включенной линии $Л_1$. Для облегчения гашения дуги в цепь разрядника включено сопротивление *С*.

Если, по каким-либо причинам дуга в разряднике не гаснет, происходит включение на короткое время шунтирующего выключателя *В*; после отключения выключателя *В* восстанавливается нормальная работа линии $Л_1$.

Для предотвращения выхода из работы конденсаторной батареи в случае пробоя одного из конденсаторов в цепь конденсаторов включаются плавкие предохранители *П*.

Не следует понимать, что все неоднородные сети должны быть приведены настройкой к однородным. Целесообразность устройства продольной компенсации должна быть обоснована соответствующими технико-экономическими расчетами.

Пример 11-3. Нагрузка в конце одноцепной линии 110 *кв* с проводами АС-70 возрастает до $S=40-j20$ *Мва*. Предполагается проложить вторую линию 110 *кв* с проводами АСО-150. Расстояние от электростанции до подстанции 60 *км*. Выяснить целесообразность устройства продольной компенсации в сети.

Активное и реактивное сопротивления линии с проводами АСО-150 составляют: $R_1=12{,}6$ *ом* и $X_1=24{,}9$ *ом*; то же для линии с проводами АС-70: $R_2=27$ *ом* и $X_2=26{,}4$ *ом*.

В ненастроенной сети мощность, протекающая по линии $Л_1$ с проводами АСО-150, составит:

$$\dot{S}_1=\frac{\dot{S}(R_2+jX_2)}{(R_1+jX_1)+(R_2+jX_2)}=$$

$$=\frac{(40-j20)(27+j26{,}4)}{39{,}6+j51{,}3}=24{,}6-j8{,}3\ \textit{Мва}.$$

Мощность, идущая по линии $Л_2$ с проводами АС-70,

$$\dot{S}_2=15{,}4-j11{,}7\ \textit{Мва}.$$

Потери активной мощности в сети

$$\Delta P=\frac{S_1^2}{U^2}R_1+\frac{S_2^2}{U^2}R_2=\frac{24{,}6^2+8{,}3^2}{110^2}\cdot 12{,}6+$$

$$+\frac{15{,}4^2+11{,}7^2}{110^2}\cdot 27=1{,}537\ \textit{Мвт}.$$

Распределение мощностей в сети после настройки:

$$\dot{S}_1'=\frac{\dot{S}R_2}{R_1+R_2}=(40-j20)\cdot\frac{27}{39{,}6}=$$

$$=27{,}3-j13{,}6\ \textit{Мва}.$$

$$\dot{S}_2'=(40-j20)\cdot\frac{12{,}6}{39{,}6}=12{,}7-j6{,}4\ \textit{Мва}.$$

Потери активной мощности в настроенной сети

$$\Delta P'=1{,}42\ \textit{Мвт}.$$

При настройке сети потери активной мощности уменьшаются на 117 *квт*. Приняв стоимость 1 *квт* мощности, установленного на электростанциях системы, равной 1 200 руб., найдем, что при настройке сети капиталовложения в электростанции снижаются на 140 400 руб.

Для настройки сети в линию $Л_1$ с проводами АСО-150 нужно включить батарею конденсаторов с емкостным сопротивлением, определяемым по (11-11):

$$X_к=X_1-X_2\frac{R_1}{R_2}=24{,}9-26{,}4\frac{12{,}6}{27}=$$

$$=12{,}6\ \textit{ом}.$$

Напряжение на зажимах батареи при протекании через нее мощности

$$S_1=\sqrt{P_1^2+Q_1^2}=\sqrt{27{,}3^2+13{,}6^2}=$$

$$=30{,}5\ \textit{Мва}$$

найдем по (11-14):

$$\Delta\mathscr{U}_к=\frac{S_1X_к}{\sqrt{3}U_н}=\frac{30{,}5\cdot 12{,}6}{\sqrt{3}\cdot 110}\cdot 10^3=2\,220\ \textit{в}.$$

Конденсаторы для последовательной компенсации линий изготовляются на номинальное напряжение 600 *в* мощностью 50 *ква*.

Необходимое число последовательно включенных конденсаторов

$$n_р=\frac{\Delta\mathscr{U}_к}{\mathscr{U}_{н.к}}=\frac{2\,220}{600}\approx 4.$$

Число параллельно включенных конденсаторов определим по (11-14):

$$n_п=\frac{S_1\mathscr{U}_{н.к}}{\sqrt{3}Q_{н.к}U_н}=\frac{30{,}5\cdot 10^3\cdot 0{,}6}{\sqrt{3}\cdot 50\cdot 110}\approx 2.$$

Следовательно, батарея конденсаторов должна быть собрана из восьми конденсаторов.

Емкостное сопротивление одного конденсатора

$$X_{к1} = \frac{U^2_{н.к}}{Q_{н.к}} = \frac{600^2}{50\,000} = 7{,}2\ ом.$$

Сопротивление батареи из четырех последовательно включенных рядов конденсаторов, в каждом из которых параллельно включено по два конденсатора, по (11-16)

$$X'_к = \frac{X_{к1} n_р}{n_п} = \frac{7{,}2 \cdot 4}{2} = 14{,}4\ ом,$$

т. е. несколько больше, чем требуется для полной настройки сети.

Сопротивление батареи $X_к = 12{,}6$ *ом* можно получить, составив батарею из семи последовательно включенных рядов, в каждом из которых включено по четыре конденсатора параллельно; потребуется 28 конденсаторов.

Если ограничиться неполной настройкой сети, взяв сопротивление батареи $X'_к = 14{,}4$ *ом*, то нужно только восемь конденсаторов. Мощность конденсаторной батареи уменьшается на

$$Q = (28 - 8) \cdot 50 = 1\,000\ ква.$$

Полная настройка сети потребует, принимая стоимость 1 *ква* конденсаторов 80 руб., больше капиталовложений на 80 тыс. руб.

Проверим целесообразность установки конденсаторной батареи из восьми конденсаторов с общей мощностью 400 *ква*. Найдем распределение мощностей в сети при включении в линию $Л_1$ конденсаторной батареи с сопротивлением $X'_к = 14{,}4$ *ом*:

$$\dot{S}_1 = 27{,}5 - j14{,}6\ Мва;\ \dot{S}_2 = 12{,}5 - j5{,}4\ Мва.$$

Произведенный расчет показывает, что установка батареи из восьми конденсаторов приводит к распределению мощностей в сети, близкому к экономическому. Учитывая, что расчеты сетей ведутся всегда по перспективным нагрузкам, оцениваемым приближенно, и что нагрузки сети изменяются во время эксплуатации, нет никаких оснований стремиться к полной настройке сети.

Требуемая конденсаторная батарея — небольшой мощности и потому стоимости защитного разрядника, шунтирующего выключатель и т. д. лягут относительно большой величиной на 1 *ква* конденсаторов. Оценив полную стоимость для данной установки продольной компенсации, отнесенную к 1 *ква* конденсаторов, в 150—200 руб., найдем, что затраты на ее сооружение не превысят 60—80 тыс. руб.

Затраты на установленную мощность на электростанциях системы, необходимую для покрытия увеличенных потерь мощности в ненастроенной сети, составят 140 тыс. руб.

Сравнение затрат на продольную компенсацию с затратами на электростанции показывает, что продольная компенсация стоит примерно в 2 раза меньше. Новую линию нужно сооружать настроенной.

В произведенном расчете не учтены потери активной мощности в конденсаторах. Такое решение задачи вполне приемлемо, поскольку потери активной мощности в конденсаторах очень малы. В батарее 400 *ква* потери активной мощности составят всего 2 *квт*, т. е. величину, которая не может оказать влияния на результаты расчетов.

11-8. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Нагрузки понизительных подстанций изменяются в течение суток и года. На подстанциях с несколькими трансформаторами при всех нагрузках число включенных трансформаторов должно быть таким, чтобы потери мощности в них были наименьшими. Такой режим соответствует наименьшим потерям энергии в них — наименьшим эксплуатационным расходам.

Наглядное представление об изменении потерь мощности в трансформаторах в зависимости от нагрузки дают кривые на рис. 11-18. По оси абсцисс отложены нагрузки подстанции, а по оси ординат — потери активной мощности в трансформаторах. Кривая *1* соответствует работе одного трансформатора, кривая *2* — двух и кривая *3* — трех трансформаторов. Точка *A* пересечения кривых *1* и *2* дает нагрузку S_A, при которой потери мощности в одном и двух включенных трансформаторах одинаковы. При нагрузках, бо́льших S_A, выгоднее работать с двумя включенными трансформаторами, при нагрузках, меньших S_A, — с одним трансформатором.

При нагрузках, бо́льших S_B, следует держать включенными три трансформатора.

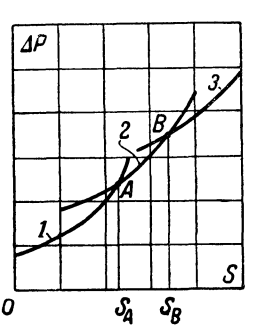


Рис. 11-18. Зависимость потерь активной мощности от нагрузки и числа включенных трансформаторов.

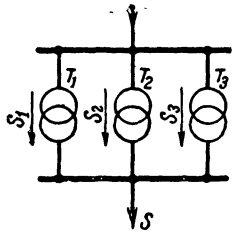


Рис. 11-19. Параллельная работа трех трансформаторов на подстанции.

При трех трансформаторах (рис. 11-19) уравнение потерь активной мощности в них можно написать в виде:

$$\Delta P = \Delta P_{ст1} + \Delta P_{ст2} + \Delta P_{ст3} + \\ + \Delta P_{м1}\left(\frac{S_1}{S_{н1}}\right)^2 + \Delta P_{м2}\left(\frac{S_2}{S_{н2}}\right)^2 + \\ + \Delta P_{м3}\left(\frac{S_3}{S_{н3}}\right)^2,$$

где $\Delta P_{ст1}$, $\Delta P_{ст2}$ и $\Delta P_{ст3}$ — потери активной мощности в стали трансформаторов;

$\Delta P_{м1}$, $\Delta P_{м2}$ и $\Delta P_{м3}$ — потери активной мощности в обмотках трансформаторов при нагрузке их номинальной мощностью;

S_1, S_2 и S_3 — нагрузки трансформаторов $T_1 - T_3$;

$S_{н1}$, $S_{н2}$ и $S_{н3}$ — номинальные мощности трансформаторов.

При трансформаторах $T_1 - T_3$ (рис. 11-19) с равными напряжениями короткого замыкания можно принять, что нагрузки на трансформаторы распределяются пропорционально их мощностям. Это предположение дает высокую степень точности расчетов. Например, при параллельной работе трансформаторов 100 и 320 *ква* точный и приближенный методы расчета дают один и тот же результат. Приближенный метод для трансформаторов 180 и 560 *ква* дает ошибку около 1%.

Приняв это положение о распределении суммарной нагрузки S между трансформаторами, напишем:

$$S_1 = S\frac{S_{н1}}{\Sigma S_н}; \quad S_2 = S\frac{S_{н2}}{\Sigma S_н};$$

$$S_3 = S\frac{S_{н3}}{\Sigma S_н},$$

где $\Sigma S_н$ — сумма номинальных мощностей включенных трансформаторов.

Нагрузка подстанции, при которой выгоден переход от n к $(n-1)$ включенным трансформаторам (точка B на рис. 11-18), найдется из условия равенства потерь мощности при n и $(n-1)$ работающих трансформаторах.

Обозначив $\Sigma_n S_н$ и $\Sigma_{(n-1)} S_н$ суммарные номинальные мощности параллельно работающих n и $(n-1)$ трансформаторов, напишем:

$$\Delta P_{ст1} + \Delta P_{ст2} + \ldots + \Delta P_{стn} + \\ + \Delta P_{м1}\left(\frac{S}{\Sigma_n S_н}\right)^2 + \Delta P_{м2}\left(\frac{S}{\Sigma_n S_н}\right)^2 + \\ + \ldots + \Delta P_{мn}\left(\frac{S}{\Sigma_n S_н}\right)^2 = \\ = \Delta P_{ст1} + \Delta P_{ст2} + \ldots + \Delta P_{ст\,(n-1)} + \\ + \Delta P_{м1}\left(\frac{S}{\Sigma_{(n-1)} S_н}\right)^2 + \\ + \Delta P_{м2}\left(\frac{S}{\Sigma_{(n-1)} S_н}\right)^2 + \\ + \ldots + \Delta P_{м\,(n-1)}\left(\frac{S}{\Sigma_{(n-1)} S_н}\right)^2. \quad (11\text{-}17)$$

Решая последнее уравнение относительно S, получаем:

$$S = \sqrt{\frac{\Delta P_{стn}[\Sigma_{(n-1)} S_н]^2 [\Sigma_n S_н]^2}{[\Delta P_{м1} + \Delta P_{м2} + \ldots + \Delta P_{м(n-1)}](\Sigma_n S_н)^2 - (\Delta P_{м1} + \Delta P_{м2} + \ldots + \Delta P_{мn})[\Sigma_{(n-1)} S_н]^2}}. \quad (11\text{-}18)$$

Эта формула позволяет определить нагрузку S подстанции, при которой целесообразно переходить от n на $(n-1)$ трансформатор и обратно.

Если на подстанции установлены трансформаторы одинаковой мощности $S_н$, то (11-18) получит более простой вид:

$$S = S_н\sqrt{n(n-1)\frac{\Delta P_{ст}}{\Delta P_м}}. \quad (11\text{-}19)$$

В этой формуле S — нагрузка подстанции при n включенных трансфор-

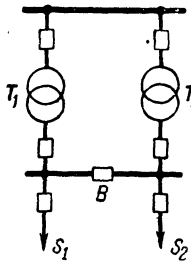


Рис. 11-20. Схема двухтрансформаторной подстанции.

маторах. Нагрузка одного трансформатора, соответствующая условиям перехода на работу с n на $(n-1)$ включенных трансформаторов, составит:

$$S' = \frac{S}{n} = S_{н}\sqrt{\frac{(n-1)\Delta P_{ст}}{n\Delta P_{м}}}.$$

При нескольких трансформаторах на подстанции (рис. 11-20) более целесообразна параллельная работа их: секционный выключатель B должен быть замкнут. При разомкнутом выключателе B нагрузка подстанции $S=S_1+S_2$ не будет распределена между секциями шин пропорционально мощностям трансформаторов, подключенных к этим секциям. Потери мощности и энергии в трансформаторах будут больше, чем при параллельной работе трансформаторов.

Отметим, что увеличение стоимости потерянной электроэнергии в трансформаторах при раздельной работе их обычно составляет относительно небольшую величину. Поэтому в ряде случаев идут на раздельную работу трансформаторов. Например, если раздельная работа трансформаторов позволяет отказаться от реактирования отходящих линий низшего напряжения, что значительно удешевляет распределительное устройство 6—10 *кв* подстанции, то отказ от параллельной работы трансформаторов явится обоснованным.

При раздельной работе трансформаторов нужно стремиться к тому, чтобы нагрузки секций шин подстанций были пропорциональны мощностям трансформаторов, подключенных к этим секциям. Такое распределение нагрузок приблизит потери энергии в трансформаторах к минимально возможным.

На параллельно работающих трансформаторах нужно установить одинаковые ответвления. Неправильная установка ответвления на одном из трансформаторов соответствует введению в контур, образованный трансформаторами, дополнительной э. д. с. В результате трансформаторы загрузятся непропорционально их мощностям и потери мощности в них возрастут. Перераспределение нагрузки между трансформаторами может привести к перегрузке некоторых трансформаторов. Распределение нагрузки между трансформаторами при разных ответвлениях можно найти методом, изложенным в § 11-6.

11-9. ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Потери активной мощности и электроэнергии в линиях сети и обмотках трансформаторов составляют:

$$\Delta P = \frac{P^2+Q^2}{U^2}R$$

и

$$\Delta A = \Delta P_{нб}\tau = \frac{P_{нб}^2+Q_{нб}^2}{U^2}R\tau.$$

Потери мощности и энергии в этих сопротивлениях, как следует из табл. 11-1, составляют не менее 80—85% общих потерь в сети, и потому уменьшение их может дать значительный экономический эффект.

Формулы потерь мощности и энергии в активных сопротивлениях сети показывают, что они изменяются обратно пропорционально квадрату рабочего напряжения сети. Следовательно, сеть должна работать с возможно более высоким уровнем напряжения. Повышая уровень напряжения сети на a%, снижаем потери активной мощности и энергии на величину

$$\Delta P = \Delta P_1 - \Delta P_2 = \frac{S^2}{U^2}R - \frac{S^2}{\left[U\left(1+\frac{a}{100}\right)\right]^2}R =$$

$$= \frac{S^2}{U^2}\left[1-\frac{1}{\left(1+\frac{a}{100}\right)^2}\right]R, \quad (11\text{-}20)$$

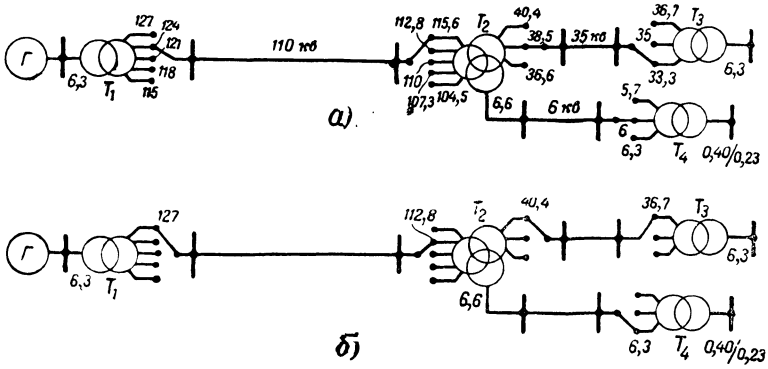


Рис. 11-21. Схема сети.
а — до перестановки ответвлений на трансформаторах; *б* — после перестановки ответвлений на трансформаторах.

или

$$\Delta P^0/_0 = \frac{\Delta P}{\Delta P_1} \cdot 100 = 1 - \frac{1}{\left(1 + \frac{a}{100}\right)^2} \cdot \qquad (11\text{-}21)$$

При повышении уровня напряжения на 5% потери активной мощности и энергии в активных сопротивлениях линий и трансформаторов уменьшаются на 9%, т. е. на очень значительную величину.

Повышение напряжения можно осуществлять [Л. 41]:

1) повышением напряжения на шинах повысительных и понизительных подстанций путем перестановки ответвлений на трансформаторах;

2) повышением напряжения на генераторах электростанций.

Рассмотрим первое мероприятие. Представим сеть, на трансформаторах которой установлены ответвления, показанные на схеме на рис. 11-21,*а* (напряжения ответвлений на схеме сети даны с округлениями). Предположим что на трансформаторах переставлены ответвления в соответствии со схемой на рис. 11-21,*б*. При одном и том же напряжении на генераторах станции напряжение сети 110 *кв* вследствие переключения трансформатора T_1 на ответвление 127 *кв* поднялось на 2,5%. Переключением на трансформаторе T_2 ответвлений с 115,6 на 112,8 и с 38,5 на 40,4 *кв* напряжение сети 35 *кв* поднимаем дополнительно на 7,5, а всего на 10%. Напряжение сети 6 *кв* поднялось на 5%. Для поддержания прежнего напряжения у потребителей трансформатор T_3 переключается с ответвления 33,3 на 36,7 *кв*. Коэффициент трансформации трансформатора увеличивается на 10%. Напряжение на шинах низшего напряжения подстанции остается примерно на прежнем уровне. На выводе низшего напряжения трансформатора T_4 также останется прежнее напряжение, поскольку коэффициент трансформации его увеличен на 5%.

Повышение напряжения сетей 6, 35 и 110 *кв* снизит потери мощности и энергии в них. Выбор ответвлений на трансформаторах должен, следовательно, производиться не только по условиям регулирования напряжения, но и с учетом потерь энергии в сети.

Рассмотрим более подробно влияние повышения напряжения на потери мощности и энергии в элементах сети.

1. Линии электрической сети. Формулы (11-22) и (11-23) определяют уменьшение потерь активной мощности и энергии в ближайших к потребителям линиях, например в сети 6 *кв* (рис. 11-21,*а*). В ней уменьшаются и потери реактивной мощности. В сети 110 *кв* уменьшение потерь мощности и энергии обусловливается не только повышением напряжения этого элемента сети, но и уменьшением потерь мощности в сетях 6 и 35 *кв*.

На изменение потерь мощности в линях 110—220 *кв* влияет изменение реактивной мощности, генерируемой этими линиями. Повышение напряжения линий увеличивает генерируемую ими реактивную мощность, что обыч-

но ведет также к снижению потерь мощности и энергии в сети.

При полном учете влияния изменения напряжения на потери мощности и энергии в линиях 110—220 *кв* необходимо оценить увеличение потерь на корону при повышении напряжения.

В проектных расчетах влияние изменения напряжения на потери мощности и электроэнергии в сети можно определять по (11-22) или (11-23).

2. Трансформаторы. Потери активной мощности в стали трансформаторов изменяются пропорционально квадрату изменения числа вольт, приходящихся на виток первичной обмотки трансформатора. Следовательно, если при изменении напряжения на $a\%$ напряжение ответвления обмотки, к которой подводится повышенное напряжение, также изменить на $a\%$, то потери в стали останутся такими же, как и до повышения напряжения.

При напряжении сети, на $a\%$ отличающемся от напряжения ответвления трансформатора, потери активной мощности в стали можно с достаточной точностью найти по формуле

$$\Delta P_{ст} = \Delta P_{ст.н}\left(1 \pm \frac{a}{100}\right)^2, \quad (11\text{-}22)$$

где $\Delta P_{ст.н}$ — потери в стали при номинальном напряжении.

При напряжении сети, большем напряжения ответвления, в (11-22) берется знак плюс. Напряжению сети, меньшему, чем напряжение ответвления, соответствует знак минус.

Изменения потерь в меди трансформаторов в проектных расчетах производятся по (11-22) или (11-23). В расчетах, связанных с эксплуатацией сетей, иногда учитывается изменение активного сопротивления обмотки трансформатора, на которой переставляется ответвление. Поскольку потери активной мощности в обмотках трансформаторов малы, учет изменения активного сопротивления обмоток трансформатора практически не влияет на результаты расчета.

Намагничивающая мощность трансформаторов резко меняется с изменением напряжения, подводимого к трансформатору. Для трансформаторов современной конструкции, если

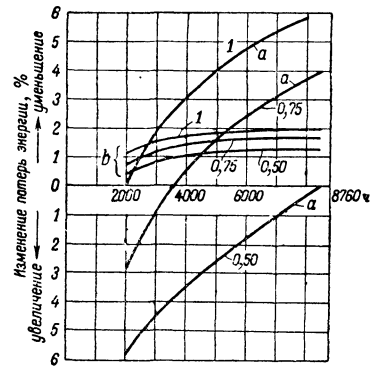


Рис. 11-22. Изменение потерь электроэнергии в трансформаторе 15 *Мва* при повышении напряжения на 5%.
a — без перестановки ответвления;
b — после перестановки ответвления.

напряжение изменяется в пределах до 10% номинального, намагничивающая мощность изменяется пропорционально пятой степени напряжения и может быть определена по формуле

$$\Delta Q_{ст} = \Delta Q_{ст.н}\left(1 \pm \frac{a}{100}\right)^5, \quad (11\text{-}23)$$

в которой $\Delta Q_{ст.н}$ — намагничивающая мощность трансформатора при номинальном напряжении.

Потери в реактивном сопротивлении рассеяния трансформатора можно считать изменяющимися пропорционально квадрату намагничивающей силы ($F = Iw$) первичной обмотки. При напряжении на $a^0/_0$ выше напряжения ответвления потери реактивной мощности в обмотках трансформаторов найдутся по формуле

$$\Delta Q_{м} = \Delta Q_{м.н}\left(1 + \frac{a}{100}\right)^2. \quad (11\text{-}24)$$

При перестановке ответвления на напряжение, соответствующее подводимому напряжению, потери реактивной мощности в обмотках трансформаторов остаются равными потерям при номинальном напряжении.

Характер изменения потерь энергии в трансформаторе 15 *Мва* в зависимости от числа часов использования наибольших нагрузок при повышении напряжения сети на 5% показан на диаграмме на рис. 11-22. Из этой диаграммы следует, что повышение напряжения сети при одновременной соответствующей перестановке ответ-

вления (кривые *b*) выгодно при любой загрузке трансформатора (цифры 0,5; 0,75 и 1 — отношения наибольших нагрузок к номинальной мощности трансформатора). Без перестановки ответвления (кривые *a*) при малой загрузке трансформатора (0,5) потери энергии в нем увеличиваются. Потери в обмотках трансформатора при малой нагрузке очень незначительны. Возрастание потерь в стали трансформатора при подведении напряжения, более высокого, чем напряжение ответвления, приводит к абсолютному увеличению потерь мощности и энергии в трансформаторе.

При загрузках трансформатора, близких к 1, повышение напряжения, даже без перестановки ответвления, приводит к снижению потерь энергии.

11-10. ПОВЫШЕНИЕ НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ СЕТИ

Непрерывный и быстрый рост нагрузок сети приводит через некоторый промежуток времени к большой перегрузке сети. Потери мощности, электроэнергии и напряжения достигают величин, при которых эксплуатация сети становится невыгодной, а потребители получают электроэнергию столь низкого качества (пониженного напряжения), что использование электроприемников становится затрудненным; лампы накаливания резко снижают излучаемый световой поток, электродвигатели перегреваются и т. д.

Возникает вопрос об усилении сети. Однако в ряде случаев развитие сети на том же номинальном напряжении прокладкой дополнительных линий и сооружением новых трансформаторных подстанций экономически нецелесообразно. Необходимо повышение номинального напряжения всей сети или только части линий, по которым передаются большие мощности и работа которых во многом определяет технико-экономические показатели сети.

Городские сети низкого напряжения (120—220 *в*) приходится переводить на более высокое напряжение (380 *в*). Увеличение пропускной способности городской сети среднего напряжения (6—10 *кв*) осуществляется глубоким вводом высокого напряжения в город. В городе сооружается несколько подстанций, к которым подводятся линии 35—220 *кв*; вторичное напряжение на этих подстанциях берется 6—10 *кв*. Основные потоки мощности от центров питания подаются по сети 35—220 *кв*. Сеть 6—10 *кв* разгружается и становится распределительной, подводящей электроэнергию к трансформаторным подстанциям 6—10/0,4 *кв* относительно небольшой мощности.

Наложение на существующую сеть среднего напряжения сети высокого напряжения (35—220 *кв*) приводит к снижению капиталовложений при реконструкции сети и уменьшению потерь электроэнергии.

При перегрузке линий районной сети усиление ее производится аналогично. Прокладываются линии более высокого напряжения, например в сети 110 *кв* — линии 220 *кв*, по которым пойдут основные потоки мощности. Перегруженные магистрали 110 *кв* становятся линиями, распределяющими электроэнергию к районным подстанциям. Нагрузки этих линий значительно снижаются, что ведет к улучшению технико-экономических показателей сети.

Большинство городских сетей низкого напряжения, сооруженных до Октябрьской Революции, работало при напряжении 120 или 220 *в*. Рост нагрузки потребовал повышения напряжения таких сетей до 380/220 *в*. Изоляция даже кабельных линий позволяет осуществить перевод сети на это напряжение; изоляция сети рассчитана на номинальное напряжение 1 000 *в*.

Простое повышение напряжения сети, которое привело бы к такому же повышению напряжения на зажимах электроприемников, неприемлемо. Потребовалась бы смена всех электроприемников, счетчиков и т. д. Повышение напряжения сети должно быть выполнено так, чтобы напряжение на зажимах электроприемников осталось прежним.

Одним из возможных решений является создание у потребителей искусственных нулевых точек [Л. 42]. Электроприемники, включенные ранее на междуфазное напряжение, включают-

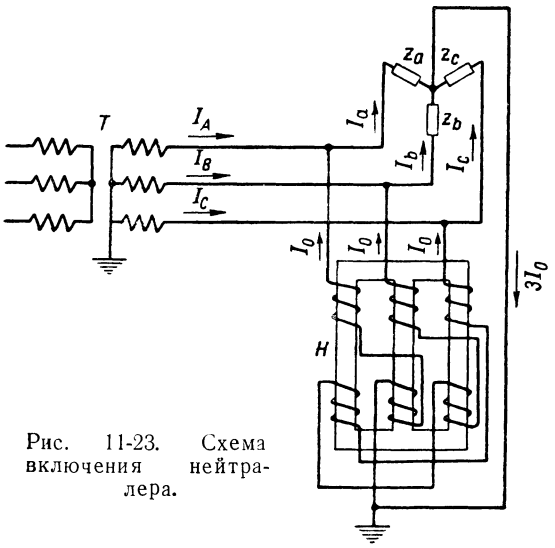


Рис. 11-23. Схема включения нейтралера.

ся на фазное напряжение. Напряжение сети повышается в $\sqrt{3}$ раз. Пропускная способность сети увеличивается в 3 раза.

У потребителей (в домах) устанавливаются нейтралеры H (рис. 11-23), имеющие обмотку встречный зигзаг. При неравномерной нагрузке отдельных фаз установки (z_a, z_b и z_c) возникает ток нулевой последовательности I_0. Благодаря соединению обмоток нейтралера по схеме встречного зигзага он представляет для токов нулевой последовательности малое сопротивление. Для токов прямой и обратной последовательностей сопротивление нейтралера велико, и потому потери мощности и энергии в нем малы.

Нейтралеры применяются только в кабельных сетях.

Другим возможным решением является переустройство трехпроводной сети в четырехпроводную, фазное напряжение которой равно линейному напряжению существующей сети. В воздушных сетях это осуществляется подвеской четвертого — нулевого—провода.

В кабельных сетях в качестве нулевого провода используется защитная свинцовая оболочка кабеля.

Повышение напряжения отдельных воздушных линий районных сетей выполняется обычно по схеме рис. 11-24. По концам линии включаются автотрансформаторы AT_1 и AT_2. Пропускная способность линии, принимая, что она определяется экономической плотностью тока, повышается в $U_{н2} : U_{н1}$ раз. Высокий к. п. д. автотрансформаторов и отказ от установки выключателей и других аппаратов на линии позволяют осуществить повышение напряжения с относительно небольшими затратами и передавать электроэнергию с небольшими потерями.

Серьезным вопросом при переводе воздушных линий на работу при более высоком напряжении является обеспечение необходимой надежности электроснабжения. Перевод линии 35 *кв* на 110 *кв*, линии 110 *кв* на 150 *кв* и т. д. требует соответствующего усиления изоляции линий.

Количество изоляторов, которое должно быть добавлено в гирлянды, приведено в табл. 11-2.

Таблица 11-2

Количество изоляторов в гирляндах на линиях, переведенных на повышенное номинальное напряжение

Номинальное напряжение линии, *кв*		Количество изоляторов П-4,5 в гирлянде после перевода, шт.	Количество изоляторов, которое нужно добавить в гирлянду, шт.
до перевода	после перевода		
35	110	6—7	3—4
110	150	7—8	0—1
150	220	11—12	1—2

Примечание. На линиях 110—150 *кв* с деревянными опорами без тросов количество изоляторов в гирлянде уменьшается на один изолятор.

Удлиняя гирлянду изоляторов, приближаем провод к земле. Расстояние от низшей точки провода до земли получится меньшим установленного «Правилами устройства» для сооружаемых линий. По инструкции

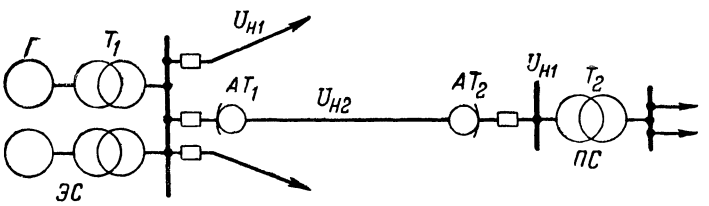


Рис. 11-24. Схема включения автотрансформаторов для повышения номинального напряжения электропередачи.

б. Министерства электростанций СССР при переводе линий на напряжения 110—220 *кв* разрешается расстояние от провода до земли уменьшать на 0,5 *м*.

Перевести на повышенное напряжение можно не все линии. Конструкция опор должна быть такова, чтобы провод при вертикальном положении гирлянды изоляторов и отклонении ее ветром не приближался к элементам опоры на расстояние, при котором возможен разряд с провода на опоры. Ряд конструкций опор позволяет осуществить повышение номинального напряжения линий на ближайшее высшее номинальное напряжение.

Препятствием к переводу линий на повышенное напряжение может явиться недостаточное сечение провода. При малом сечении (диаметре) провода возникнут очень большие потери энергии на корону, резко возрастут радиопомехи. Допускается перевод линий на напряжение 110 *кв* с проводами диаметром не менее 9,9 *мм* (АС-50), на 150 *кв* — с диаметром не менее 13,9 *мм* (АС-95) и на 220 *кв* — не менее 21,5 *мм* (АС-240)*.

При решении вопроса о целесообразности перевода линии на повышенное напряжение должна быть учтена и стоимость потерянной электроэнергии на корону. Стоимость потерянной энергии в год на корону на линии 150 *кв* длиной 100 *км* с проводами АС-95 для климатических условий района Москвы достигает 120 тыс. руб., т. е. очень крупной суммы.

Перевод линии на повышенное напряжение по схеме рис. 11-24 выгодно в случаях значительной перегрузки ее и при относительно большой длине линии. На короткой линии экономия, получаемая от уменьшения потерь электроэнергии, не окупит расходов, связанных с установкой двух автотрансформаторов и усилением изоляции линии.

---

* Сечения сталеалюминиевых проводов, указанные в скобках, соответствуют проводам, изготовлявшимся по ранее действовавшему ГОСТ 839-41.

Глава двенадцатая

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

12-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Работа электроприемников ухудшается, если к их зажимам подводится напряжение, отличное от номинального. Ухудшение экономических показателей электроприемников тем больше, чем больше отклонение подводимого к их зажимам напряжения от номинального.

Одной из причин отклонений напряжения от номинального у электроприемников является переменный режим работы потребителей.

В зимние сутки нагрузки от освещения города изменяются от 100% в вечернее время до 10—15% в ночное время. На отдельных участках внутридомовой сети нагрузки меняются от 0 до 100%. В сетях, питающих районы с развитой промышленностью, ночные нагрузки составляют 40—50% наибольших нагрузок.

Разным режимам работы потребителей соответствуют разные мощности, протекающие по сети, и, следовательно, разные потери напряжения в ней.

Рассмотрим работу сети на рис. 12-1,*а* при изменении нагрузок. Потеря напряжения в сети при наибольших нагрузках изображается ломаной линией $Ab_2c_2d_2$ (рис. 12-1,*б*) *. Отрезок $dd_2 = \Delta U_{d2}$ дает потерю напряжения до точки *d*. Отрезок bb_2 — потеря напряжения до точки *b* сети. В режиме наименьших нагрузок потери напряжения в сети уменьшаются (линия $Ab_1c_1d_1$). До точки *d* потеря напряжения равна $dd_1 = \Delta U_{d1}$. Общий размах отклонений напряжения в точке *d* сети равен U_p (рис. 12-1,*б*).

При номинальном напряжении $U_н$ сети вторичного напряжения (линия

---

* Здесь и в дальнейшем напряжения и потери напряжения при наибольших нагрузках обозначаются индексом 2, а при наименьших нагрузках — индексом 1.

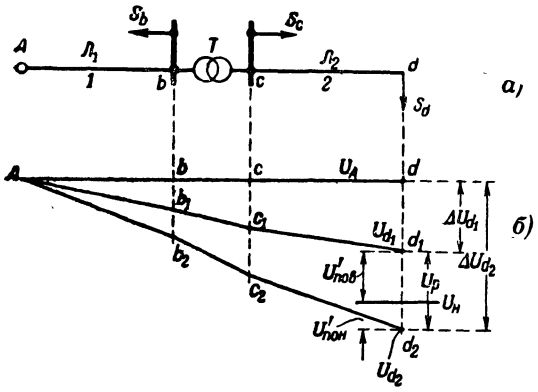


Рис. 12-1. Схема и диаграмма напряжений сети.

$Л_2$, рис. 12-1,*а*) режим напряжений в точке *d* характеризуется:

1) отклонением напряжения от номинального при наибольших нагрузках — понижением напряжения $U'_{пон}$ (рис. 12-1,*б*);

2) отклонением напряжения от номинального при наименьших нагрузках — повышением напряжения $U'_{пов}$.

Отклонения напряжения выражаются в процентах номинального напряжения сети. Отклонения напряжения в точке *d* сети составляют:

$$U_{пов}{}^0/_0 = \frac{U_{d1} - U_н}{U_н} \cdot 100$$

и

$$U_{пон}{}^0/_0 = \frac{U_{d2} - U_н}{U_н} \cdot 100.$$

Повышению напряжения соответствует положительное значение $U_{пов}{}^0/_0$, а понижению напряжения — отрицательное значение $U_{пон}{}^0/_0$.

Второй основной причиной отклонений напряжения у электроприемников является изменение режимов работы энергетической системы.

Нагрузки электростанций системы не остаются постоянными в течение суток и года. Например, на гидроэлектростанциях без регулирования стока воды в периоды большого расхода воды в реке работают все машины. В периоды малых расходов воды часть агрегатов останавливается.

Электрические нагрузки теплоэлектроцентралей определяются в основном графиком тепловых нагрузок и т. д.

Машины всех электростанций проходят плановые ремонты, подготавливающие их к длительной работе. Вывод в ремонт машин снижает мощность, выдаваемую этими станциями в систему.

Схема электрической системы не остается постоянной — периодически отключаются те или иные линии сети.

Переменный режим работы электростанций и изменения схемы системы приводят к перераспределению мощностей в сети, изменениям потерь напряжения в линиях сети, а следовательно, и к отклонениям напряжения у потребителей.

Наибольшие отклонения напряжения у потребителей, как правило, наступают при аварийных режимах работы системы — отключениях сильно нагруженных линий и выходах из работы крупных машин.

Работа электроприемников с высокими экономическими показателями возможна только при небольших отклонениях напряжения на их зажимах от номинального. По «Правилам устройства» напряжение на зажимах электродвигателей не должно отличаться от номинального более чем на ±5%; в отдельных случаях допускается повышение напряжения до +10%. Снижение напряжения у наиболее удаленных ламп внутреннего рабочего освещения промышленных предприятий и общественных зданий не должно превосходить 2,5, а у наиболее удаленных ламп жилых зданий 5%. При минимальных нагрузках на зажимах ламп допускается повышение напряжения на 5%. В аварийных режимах работы напряжение на лампах не должно снижаться более чем на 12% от номинального напряжения сети.

Для поддержания напряжения у электроприемников в нужных пределах в электрических системах применяются специальные мероприятия и устройства, позволяющие регулировать напряжение в разных точках сети.

Наиболее целесообразным методом регулирования напряжения на шинах электростанций и на шинах вторичного напряжения районных подстанций

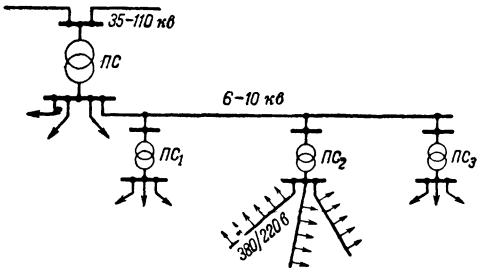


Рис. 12-2. Схема сети.

является встречное (согласное) регулирование напряжения. Сущность этого метода заключается в следующем: в период наибольших нагрузок напряжение на шинах 6—10 *кв* районных подстанций (*ПС* на рис. 12-2) держится выше номинального напряжения сети. «Правила устройства» рекомендуют в это время повышать напряжение на шинах вторичного напряжения подстанции не менее чем на 5% по отношению к номинальному напряжению сети.

При необходимости в периоды наибольших нагрузок допускается повышение напряжения на шинах до 10%, если при этом отклонения напряжения у ближайших потребителей не превосходят допускаемого предела.

В периоды наименьших нагрузок напряжение на шинах подстанции понижается; при нагрузках около 30% и ниже наибольших напряжение на шинах подстанции держится равным номинальному напряжению сети.

При наибольших нагрузках сети 6—10 *кв*, трансформаторов подстанций $ПС_1$—$ПС_3$ и линий сети 380/220 *в* (рис. 12-2) будет наибольшая потеря напряжения. Подъемом напряжения на шинах вторичного напряжения подстанции частично компенсируется потеря напряжения в сети и обеспечивается поддержание напряжения, близкого к номинальному. В периоды наименьших нагрузок потери в сети уменьшаются; при большом снижении нагрузок напряжение у электроприемников повысится сверх допускаемого предела. Снижая напряжение на шинах вторичного напряжения подстанции, поддерживаем у электроприемников напряжение, близкое к номинальному.

Сказанное о встречном регулировании напряжения на районной подстанции полностью относится к регулированию напряжения на электростанциях. Последнее легко понять, заменив на рис. 12-2 подстанцию *ПС* электростанцией.

Наибольшие отклонения напряжения наблюдаются в аварийных режимах работы системы. В этих случаях удержать напряжение у всех потребителей системы в пределах, установленных для нормальных режимов работы электросистем, без значительных дополнительных затрат на специальные устройства регулирования напряжения невозможно. Экономически нецелесообразно вкладывать большие средства для поддержания напряжения на нормальном уровне при редко случающихся и устраняемых в течение нескольких часов повреждениях. Отметим, что аварии в системах, как правило, приводят к понижению напряжения только у относительно небольшой группы потребителей.

Не следует, однако, делать вывода, что при авариях можно допустить любое понижение напряжения. Это привело бы к остановке некоторых предприятий, браку продукции и т. д. Дополнительное понижение напряжения в аварийных режимах на шинах вторичного напряжения подстанции по сравнению с напряжением нормального режима при наибольших нагрузках не следует принимать более 5%. При встречном регулировании напряжения напряжение на шинах 6—10 *кв* подстанций не должно быть, следовательно, ниже номинального напряжения сети.

Несмотря на облегченные условия регулирования напряжения в аварийных режимах системы, мощность устройств для регулирования напряжения в большинстве случаев определяется этими режимами работы системы.

Напряжение, поддерживаемое у потребителей, вследствие большого влияния его на работу электроприемников является одним из двух качественных показателей электроэнергии. Второй показатель — постоянство частоты переменного тока.

12-2. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЕМ НАПРЯЖЕНИЯ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Регулирование напряжения в небольших сетях, питаемых от одной электростанции, в большинстве случаев осуществляется изменением напряжения на генераторах станции. При увеличении нагрузки сети напряжение на шинах станции повышается; при уменьшении нагрузки напряжение снижается. Изменения напряжения на станции производятся по заранее составленному графику напряжений, дающему зависимость между нагрузками электростанции и напряжениями, которые нужно держать на шинах станции. Правильность режима регулирования напряжения проверяется в контрольных по напряжению точках сети.

Графики напряжения на шинах станции составляются так, чтобы отклонения напряжения у потребителей не выходили за установленные пределы. Возможные повышения напряжения на шинах станции устанавливаются по потребителям *а* (рис. 12-3), находящимся вблизи станции. Электроприемники этих потребителей находятся всегда под более высоким напряжением, чем остальные. Предел допускаемого понижения напряжения на шинах станции определяется по потребителям *b*, присоединенным в конце линий низкого напряжения.

В сетях небольших городов и фабрично-заводских предприятий регулированием напряжения на генераторах обычно удается обеспечить напряжения у электроприемников, находящиеся в допускаемых пределах.

В развитых районных сетях удовлетворительного регулирования напряжения у потребителей изменением напряжения на шинах электростанций добится нельзя. Потери напряжения в таких сетях до отдельных потребителей отличаются на большие величины, графики их нагрузок неодинаковы и т. д.

Для пояснения сказанного проанализируем отклонения напряжения в районной сети на рис. 12-4.

Генераторы *Г* работают на шины электростанции, от которых питаются местная нагрузка $S_м$ и нагрузки

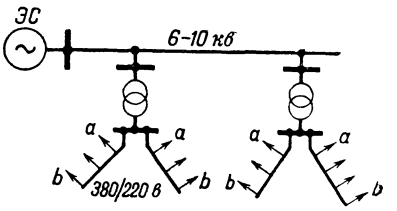


Рис. 12-3. Схема местной сети.

большого района. Часть электроприемников местной нагрузки работает на генераторном напряжении (мощные электродвигатели), потеря напряжения до которых не превышает 3—5%. Потеря напряжения до наиболее удаленных потребителей, электроэнергия к которым поступает через трансформаторы T_1—T_4, составит около 35—45%. Такая потеря напряжения не означает работу потребителей с напряжением на 35—45% ниже номинального. Напряжения, близкие к номинальным, в сетях разных напряжений (110, 35, 10 и 0,4 *кв*) получают за счет правильного выбора ответвлений на трансформаторах системы (см. § 12-3). Однако указанная потеря напряжения означает, что при изменениях нагрузки сети от 0 до 100% общий размах отклонений напряжения у наиболее удаленных потребителей будет 35—45%.

Регулирование напряжения на генераторах в сети на рис. 12-4 придется вести применительно к местным потребителям, т. е. допускаемая на шинах станции наибольшие изменения напряжения порядка 5%. Приняв, что наименьшие нагрузки сети составляют 30% наибольших, найдем, что общий размах отклонений напряжения у наиболее удаленных потребителей, учитывая и регулирование напряжения на генераторах, составит

$$U_р = 0{,}7 \cdot 40 - 5 = 23\%.$$

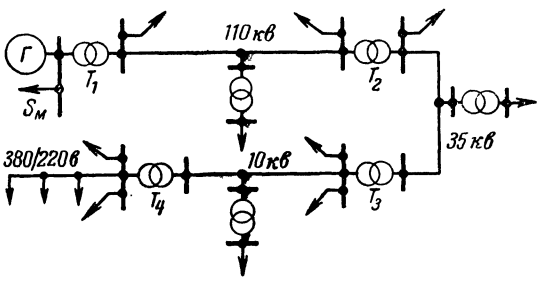


Рис. 12-4. Схема районной сети.

При таком размахе отклонений напряжения обеспечить у электроприемников напряжения, лежащие в допускаемых пределах, невозможно.

В районных сетях поддержание напряжения у потребителей близким к номинальному осуществляется специальными устройствами для регулирования напряжения, рассматриваемыми ниже. Регулирование напряжения на генераторах станций в районных сетях является не основным, а вспомогательным средством.

12-3. ВЫБОР ОТВЕТВЛЕНИЙ НА ТРАНСФОРМАТОРАХ

Поддержание напряжения на зажимах всех электроприемников при всех режимах работы электрической системы постоянным, равным номинальному напряжению, практически неосуществимо. Поэтому при работе электрических систем допускаются у электроприемников отклонения напряжения от номинального. Допускаемые отклонения напряжения ограничиваются относительно узкими пределами, обеспечивающими экономичную работу электроприемников.

Наиболее низкое напряжение у потребителей бывает при наибольших нагрузках, а наиболее высокое — при наименьших нагрузках; наибольшие отклонения напряжения у электроприемников наблюдаются при этих режимах работы.

Одним из основных мероприятий, обеспечивающим нужные напряжения у электроприемников, является правильный выбор ответвлений на трансформаторах.

Напряжения U'_b, U'_c и U'_d, подводимые к обмоткам высшего напряжения трансформаторов подстанций $ПС_b$, $ПС_c$, и $ПС_d$ (см. рис. 12-5,*а*) из-за потери напряжения в сети будут разными.

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанции $ПС_b$ равно:

$$U_b = (U'_b - \Delta U'_{т\,b})\frac{U_{н.н}}{U_{в.н}} = (U'_b - \Delta U'_{т\,b})\frac{1}{k}, \qquad (12\text{-}1)$$

где $\Delta U'_{т.\,b}$ — потеря напряжения в трансформаторах подстанции, отнесенная к напряжению сети высшего напряжения;

$k = \frac{U_{в.н}}{U_{н.н}}$ — коэффициент трансформации трансформаторов на подстанции $ПС_b$, равный отношению напряжений на обмотках высшего и низшего напряжений при холостом ходе трансформатора.

Если потеря напряжения в сети относительно большая и на стороне высшего напряжения трансформаторов всех подстанций установлено одно и то же ответвление (один и тот же коэффициент трансформации), отклонения напряжения на шинах вторичного напряжения подстанции будут разными. На подстанции $ПС_b$ повышение напряжения $U'_{пов}$ значительно больше, чем понижение напряжения $U'_{пон}$ (рис. 12-5,*б*). На подстанции $ПС_c$ повышение и понижение напряжения примерно равны. На подстанции $ПС_d$ повышение напряжения значительно меньше понижения напряжения.

В ряде случаев равенство понижения и повышения напря-

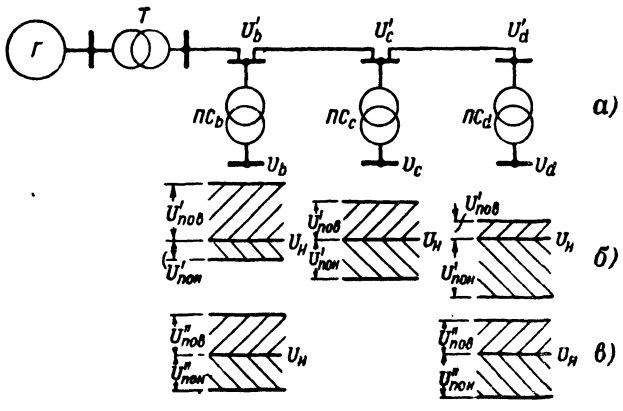


Рис. 12-5. Отклонения напряжения на шинах вторичного напряжения подстанции.

а — схема сети; *б* — отклонения напряжения при одинаковом коэффициенте трансформации; *в* — отклонения напряжения при разных коэффициентах трансформации.

жения отвечает экономичной работе электроприемников. Для получения этих условий, как следует из (12-1), на подстанции $ПС_b$ нужно увеличить коэффициент трансформации трансформатора, т. е. установить на трансформаторах этой подстанции ответвление более высокого напряжения. Общий размах отклонений напряжения при этом не изменится. Повышение напряжения $U''_{пов}$ (рис. 12-5,*в*) станет меньше прежнего $U'_{пов}$, а понижение напряжения $U''_{пон}$ по сравнению с $U'_{пон}$ увеличится. На подстанции $ПС_d$ коэффициент трансформации нужно уменьшить. Повышение $U''_{пов}$ и понижение $U''_{пон}$ напряжения станут примерно одинаковыми.

Из произведенного рассмотрения следует, что правильный выбор ответвлений на трансформаторах позволяет улучшить режим напряжения на зажимах электроприемников.

Все мощные силовые трансформаторы выполняются с четырьмя добавочными ответвлениями на обмотке высшего напряжения. Переход с одного на ближайшее другое ответвление соответствует изменению коэффициента трансформации на 2,5%, т. е. изменению напряжения также на 2,5%. Ответвления обычно выполняются по два в каждую сторону от основного вывода, что и позволяет производить изменения напряжения в пределах $\pm 2 \times 2{,}5\%$ с общим размахом 10%.

Перестановка ответвлений на трансформаторах требует отключения от сети, а иногда и вскрытия его. Это достаточно длительная операция, требующая ряда переключений, выполняемых квалифицированным персоналом. Число трансформаторов в электрических системах очень велико, причем бо́льшая часть трансформаторов находится на подстанциях, на которых нет дежурного персонала. Указанные причины исключают возможность частой перестановки ответвлений на трансформаторах, и потому следует считать, что при изменяющихся режимах работы электрической системы на трансформаторах установлены одни и те же ответвления.

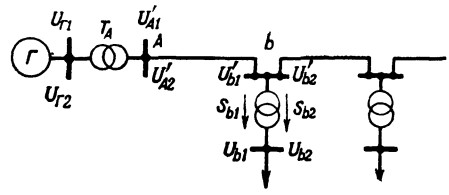


Рис. 12-6. Схема сети.

Рассмотрим выбор напряжения ответвлений на трансформаторах применительно к сети на рис. 12-6. Начнем с выбора ответвлений трансформаторов понизительных подстанций.

Предположим, что на шинах высшего напряжения подстанций поддерживается напряжение U'_{b1} — при наименьших нагрузках и U'_{b2} при наибольших.

Действительные напряжения на шинах вторичного напряжения подстанции определятся согласно (12-1) равными:

$$\left.\begin{aligned} &1.\ \text{Режим наименьших нагрузок}\\ &U_{b1} = (U'_{b1} - \Delta U'_{т1})\frac{U_{н.н}}{U_{в.н}} = \\ &= \frac{U'_{b1} - \Delta U'_{т1}}{k}. \\ &2.\ \text{Режим наибольших нагрузок}\\ &U_{b2} = (U'_{b2} - \Delta U'_{т2})\frac{U_{н.н}}{U_{в.н}} = \\ &= \frac{U'_{b2} - \Delta U'_{т2}}{k}, \end{aligned}\right\} \quad (12\text{-}2)$$

где $\Delta U'_{т1}$ и $\Delta U'_{т2}$ — потери напряжения в трансформаторах при наименьших и наибольших нагрузках, отнесенные к напряжению обмотки высшего напряжения.

Напряжение на шинах вторичного напряжения подстанции можно найти и несколько иным путем.

Если к обмотке высшего напряжения трансформатора подвести напряжение, равное напряжению ответвления, установленного на ней, то на-

пряжение на шинах вторичного напряжения будет;

$$U_{b1}=U_{\text{х.х}}-\Delta U_{\text{т1}} \text{ и } U_{b2}=U_{\text{х.х}}-\Delta U_{\text{т2}}.$$

В этих формулах $U_{\text{х.х}}$ — напряжение вторичной обмотки трансформатора при холостом ходе,

$\Delta U_{\text{т1}}$, $\Delta U_{\text{т2}}$ — потери напряжения в трансформаторе, отнесенные к напряжению вторичной обмотки его.

Подводимое к трансформатору напряжение U'_b обычно не равно напряжению ответвления $U_{\text{от}}$, и потому действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанции составит:

$$\left.\begin{aligned} U_{b1}&=U^{\circ}_{b1}\frac{U'_{b1}}{U_{\text{от}}}=\\ &=(U_{\text{х.х}}-\Delta U_{\text{т1}})\frac{U'_{b1}}{U_{\text{от}}}\\ \text{и}\qquad\qquad&\\ U_{b1}&=U^{\circ}_{b2}\frac{U'_{b1}}{U_{\text{от}}}=\\ &=(U_{\text{х.х}}-\Delta U_{\text{т2}})\frac{U'_{b2}}{U_{\text{от}}}. \end{aligned}\right\} \quad (12\text{-}3)$$

Пользуясь (12-2) и (12-3), найдем напряжения U_{b1} и U_{b2} на шинах вторичного напряжения подстанции, получаемые при разных напряжениях ответвлений $U_{\text{от}}$ трансформатора. Выбирается ответвление, при котором отклонения напряжения лежат в допускаемых пределах. Повышение и понижение напряжения получаются примерно одинаковыми, если взять напряжение ответвления равным:

$$U_{\text{от}}=\frac{U'_{b1}+U'_{b2}}{2}. \quad (12\text{-}4)$$

Потеря напряжения в трансформаторе определяется по формулам для линий сети, поскольку трансформатор с расчетной точки зрения ничем не отличается от линии. При сопротивлениях трансформатора $R_{\text{т}}$ и $X_{\text{т}}$ потеря напряжения в нем составит:

$$\Delta U_{\text{т}}=\frac{P'_b R_{\text{т}}+Q'_b X_{\text{т}}}{U'_b}, \quad (12\text{-}5)$$

где P'_b и Q'_b — активная и реактивная мощности, подводимые к обмотке высшего напряжения трансформатора;

U'_b — напряжение на шинах высшего напряжения подстанции при нагрузке $S'_b=P'_b-jQ'_b$.

В большинстве случаев известны напряжения на стороне высшего напряжения и нагрузки p_b и q_b на шинах вторичного напряжения подстанции. В таких случаях целесообразно пользоваться формулой

$$U'_b=U''_b+\frac{p_b R_{\text{т}}+q_b X_{\text{т}}}{U''_b}, \quad (12\text{-}6)$$

которая после решения квадратного уравнения дает напряжение U''_b на шинах вторичного напряжения подстанции, отнесенное к напряжению первичной обмотки трансформатора.

Когда сопротивления трансформатора $R_{\text{т}}$ и $X_{\text{т}}$ неизвестны, потеря напряжения в нем часто находится по формуле

$$\Delta U_{\text{т}}{}^{0}\!/_{0}=(u_{\text{а}}{}^{0}\!/_{0}\cos\varphi+ +u_{\text{р}}{}^{0}\!/_{0}\sin\varphi)\frac{S}{S_{\text{н}}}, \quad (12\text{-}7)$$

где $S_{\text{н}}$ — номинальная мощность трансформатора;

S — действительная нагрузка трансформатора;

$\cos\varphi$ — коэффициент мощности нагрузки.

Величины $u_{\text{а}}$ и $u_{\text{р}}$ — активная и реактивная составляющие падения напряжения в трансформаторе в процентах номинального напряжения (при загрузке трансформатора до номинальной мощности) — могут быть взяты из ГОСТ на трансформаторы. Величина $u_{\text{а}}{}^{0}\!/_{0}$ численно равна процентной величине потерь мощности в обмотках трансформатора, а $u_{\text{р}}{}^{0}\!/_{0}$ для большинства трансформаторов может приниматься равным напряжению короткого замыкания.

Абсолютная величина потери напряжения в трансформаторе, отнесен-

ная к напряжению вторичной обмотки, составит:

$$\Delta U_{т} = \frac{\Delta U_{т}\% \, U_{х.х}}{100}. \qquad (12\text{-}8)$$

Потеря напряжения в трансформаторе по (12-5)—(12-8) при выборе ответвления находится для режимов наибольших и наименьших нагрузок.

Выбор ответвлений на повысительном трансформаторе T_A электростанции производится аналогичным путем.

Вычитая из напряжения выбираемого ответвления $U_{от}$ потерю напряжения в трансформаторе, находим:

$$U_{т} = U_{от} - \Delta U_{т}$$

— напряжение, которое получается на зажимах обмотки высшего напряжения трансформатора, если к зажимам обмотки низшего напряжения подвести номинальное напряжение ее. Отметим, что номинальные напряжения обмоток низшего напряжения повысительных трансформаторов равны номинальным напряжениям генераторов. Поскольку действительные напряжения U'_A на шинах высшего напряжения подстанции обычно отличаются от подсчитанного напряжения $U_{т}$, на генераторах нужно держать напряжение равным:

$$U_{г} = U_{н} \frac{U'_A}{U_{т}} = U_{н} \frac{U'_A}{U_{от} - \Delta U_{т}}. \qquad (12\text{-}9)$$

При заданных напряжениях U'_{A1} и U'_{A2} на шинах высшего напряжения подстанции, соответствующих режимам наименьших и наибольших нагрузок, нужно, пользуясь формулой (12-9), так подобрать ответвление, чтобы отклонения напряжения на зажимах генератора не выходили за пределы допускаемых. Согласно ГОСТ на генераторы регулирование напряжения на них допускается в пределах $\pm 5\%$.

Потери напряжения в повысительных трансформаторах находятся так же, как и для понизительных трансформаторов. Укажем, что в (12-8) для повысительного трансформатора $U_{х.х}$ должно быть заменено напряжением основного вывода $U_{о.в}$ обмотки высшего напряжения его.

Выбор напряжений ответвлений велся до сих пор применительно к двухобмоточным трансформаторам.

У трехобмоточных трансформаторов добавочные регулировочные ответвления имеются на обмотках высшего и среднего напряжений, что позволяет устанавливать уровни напряжений на этих обмотках, не зависящими друг от друга. Напряжение ответвления обмотки высшего напряжения подбирается по желательному напряжению на шинах 6—10 *кв* подстанции. Напряжение ответвления обмотки среднего напряжения выбирается по желательному уровню сети среднего напряжения.

Пример 12-1. Выбрать напряжения ответвлений на трансформаторах сети, схема которой дана на рис. 12-7.

На электростанции A установлены два трансформатора мощностью по 31,5 *Мва*.

При наибольшей нагрузке мощность, поступающая на шины высшего напряжения, равна $\dot{S}_{A2} = 50 - j40$ *Мва*, а при наименьшей $\dot{S}_{A1} = 30 - j25$ *Мва*. Напряжение на шинах A поддерживается при всех режимах работы системы постоянным, равным 117 *кв*. Допускаемые отклонения напряжения на шинах генераторного напряжения составляют $\pm 4\%$ номинального напряжения генераторов 10,5 *кв*.

Сопротивления двух параллельно работающих повысительных трансформаторов, отнесенные к напряжению основного вывода 121 *кв*, равны:

$$R_{т} = 1{,}33 \text{ } ом \text{ и } X_{т} = 24 \text{ } ом.$$

Найдем потерю напряжения в трансформаторах, приравняв ее продольной составляющей падения напряжения.

В режиме наибольших нагрузок

$$\Delta U_{т2} = \frac{50 \cdot 1{,}33 + 40 \cdot 24}{117} = 8{,}77 \text{ } кв.$$

В режиме наименьших нагрузок

$$\Delta U_{т1} = \frac{30 \cdot 1{,}33 + 25 \cdot 24}{117} = 5{,}47 \text{ } кв.$$

Напряжение ответвления на трансформаторах найдем, приняв в режиме наибольших нагрузок $U_{г2} = 1{,}04 U_{н}$, а в режиме наименьших нагрузок $U_{г1} = 0{,}96 U_{н}$.

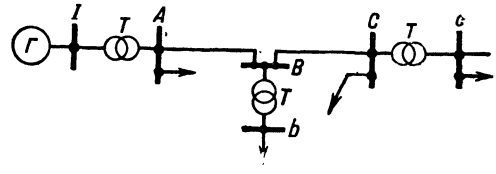


Рис. 12-7. Схема сети.

Искомое напряжение ответвления $U_{от}$ при наибольших нагрузках по (12-9)

$$U_{г2} = U_н \frac{U'_{A2}}{U_{от} - \Delta U_{т2}}.$$

Подставляя числовые значения, получаем:

$$1{,}04 \cdot 10{,}5 = 10{,}5 \frac{117}{U_{от} - 8{,}77};$$

$$U''_{от} = 121{,}3 \text{ кв}.$$

Напряжение ответвления при наименьших нагрузках

$$0{,}96 \cdot 10{,}5 = \frac{117}{U_{от} - 5{,}47};$$

$$U'_{от} = 127{,}3 \text{ кв}.$$

Среднее стандартное ответвление оказывается $124{,}02 \approx 124$ *кв*.

При этом ответвлении на генераторе нужно держать напряжения:

в режиме наибольших нагрузок

$$U_{г2} = U_н \frac{U'_{A2}}{U_{от} - \Delta U_{т2}} =$$

$$= 10{,}5 \frac{117}{124 - 8{,}77} = 10{,}66 \text{ кв},$$

т. е. на

$$\frac{10{,}66 - 10{,}5}{10{,}5} 100 \approx 1{,}5\%$$

выше номинального;

в режиме наименьших нагрузок

$$U_{г1} = 10{,}5 \frac{117}{124 - 5{,}47} = 10{,}36 \text{ кв},$$

что соответствует понижению напряжения на

$$\frac{10{,}36 - 10{,}5}{10{,}5} 100 \approx -1{,}3\%.$$

Выбранное на трансформаторе ответвление удовлетворяет поставленным условиям.

Понизительные трансформаторы *В* — два по 10 *Мва*.

Наибольшая нагрузка на трансформаторы составляет 80% их номинальной мощности при $\cos\varphi = 0{,}8$. Наименьшая нагрузка — 50% наибольшей при том же коэффициенте мощности. В периоды наибольших нагрузок напряжение на шинах подстанции *В* равно 112 *кв*, а при наименьших — 115 *кв*.

Допускаемые отклонения напряжения на шинах низшего напряжения подстанции составляют + 7,5% при наименьшей нагрузке и 0% при наибольшей нагрузке от номинального напряжения сети 6 *кв*.

Найдем потери напряжения в трансформаторах, пользуясь (12-7). При вычислениях по этой формуле примем активную составляющую падения напряжения $u_а\%$ равной $\Delta P_{м.н}\%$, а реактивную составляющую $u_р\% = u_{к.з}\%$. Для трансформатора 110/6,6 *кв* мощностью 10 *Мва* имеем:

$$u_а\% = 0{,}92\% \text{ и } u_{к.з}\% = 10{,}5\%.$$

Потеря напряжения при наибольшей нагрузке

$$\Delta U_{т2}\% = (u_а\% \cos\varphi + u_р\% \sin\varphi) \frac{S}{S_н} =$$

$$= (0{,}92 \cdot 0{,}8 + 10{,}5 \cdot 0{,}6) \cdot \frac{80}{100} = 5{,}63\%.$$

Потеря напряжения при наименьшей нагрузке

$$\Delta U_{т1}\% = 0{,}5 \Delta U_{т2}\% = 0{,}5 \cdot 5{,}63 \approx 2{,}81\%.$$

Определим напряжение ответвления, принимая напряжение на шинах подстанции в период наибольших нагрузок равным $U_н$, а в период наименьших — 1,075 $U_н$.

Режим наибольших нагрузок

$$U_b = (U_{х.х} - \Delta U_{т2}) \frac{U'_{B2}}{U''_{от}} =$$

$$= \left(U_{х.х} - \frac{\Delta U_{т2}\% U_{х.х}}{100}\right) \frac{U'_{B2}}{U''_{от}},$$

или

$$6 = \left(6{,}6 - \frac{5{,}63 \cdot 6{,}6}{100}\right) \cdot \frac{112}{U''_{от}};$$

$$U''_{от} = 116{,}2 \text{ кв}.$$

Режим наименьших нагрузок

$$1{,}075 \cdot 6 = \left(6{,}6 - \frac{2{,}81 \cdot 6{,}6}{100}\right) \cdot \frac{115}{U'_{от}}.$$

$$U'_{от} = 114{,}5 \text{ кв}.$$

Между найденными значениями напряжений находится стандартное ответвление 115,5 *кв*. При этом ответвлении напряжения на шинах подстанции будут:

$$U_{b2} = \left(U_{х.х} - \frac{\Delta U_{т2}\% U_{х.х}}{100}\right) \frac{U'_{B2}}{U_{от}} =$$

$$= \left(6{,}6 - \frac{5{,}63 \cdot 6{,}6}{100}\right) \frac{112}{115{,}5} = 6{,}04 \text{ кв},$$

что соответствует повышению напряжения $U_{пов}\% = + 0{,}66\%$;

$$U_{b1} = \left(6{,}6 - \frac{2{,}83 \cdot 6{,}6}{100}\right) \cdot \frac{115}{115{,}5} = 6{,}39 \text{ кв},$$

т. е. повышение напряжения относительно номинального напряжения сети составит:

$$U_{пов}\% = + 6{,}5\%.$$

Отклонения напряжения не выходят за пределы заданных величин.

Трансформаторы *Т* на подстанции *С* — два трансформатора по 7,5 *Мва*. Напряжение на шинах подстанции *С* изменяется от 110 *кв* при наименьших нагрузках до 104 *кв* при наибольших нагрузках. Наибольшая нагрузка, включая и потери в трансформаторе, составляет 9—*j*6 *Мва*, а наименьшая нагрузка 3—*j*2 *Мва*.

Для двух параллельно работающих трансформаторов

$$R_т = 8 \text{ ом и } X_т = 85 \text{ ом.}$$

Потеря напряжения в трансформаторе при наибольшей нагрузке

$$\Delta U_{т2} = \frac{9 \cdot 8 + 6 \cdot 85}{104} = 5{,}6 \text{ кв}$$

и при наименьшей нагрузке

$$\Delta U_{т1} = \frac{3 \cdot 8 + 2 \cdot 85}{110} = 1{,}76 \text{ кв.}$$

При допускаемых отклонениях напряжения на шинах низшего напряжения подстанции, тех же, что и для подстанции B, и номинальном напряжении сети 10 *кв* напряжения ответвлений найдутся.

Режим наибольших нагрузок:

$$U_{c2} = U''_{c2} \frac{U_{х.х}}{U_{от}},$$

или

$$10 = (104 - 5{,}6) \cdot \frac{11}{U''_{от}},$$

откуда

$$U''_{от} = 108{,}1 \text{ кв.}$$

Режим наименьших нагрузок

$$1{,}075 \cdot 10 = (110 - 1{,}76) \cdot \frac{11}{U'_{от}},$$

откуда

$$U'_{от} = 111{,}0 \text{ кв.}$$

Ближайшим стандартным ответвлением является 110 *кв*. При этом ответвлении отклонения напряжения на шинах подстанции составят:

$$U_{пов}\% = +8{,}2\%;$$

$$U_{пон}\% = -1{,}6\%.$$

Произведенный расчет показывает, что подобрать ответвление на трансформаторах подстанции C, удовлетворяющее заданным условиям, невозможно.

12-4. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ СПЕЦИАЛЬНЫМИ ТРАНСФОРМАТОРАМИ

При больших отклонениях напряжения на шинах подстанций и электростанций напряжения можно удержать в нужных пределах, если изменять коэффициент трансформации трансформатора во время работы. На обычных силовых трансформаторах это невозможно, так как перестановка ответвлений должна производиться на отключенных трансформаторах.

В отдельных случаях перестановку ответвлений удается использовать для удержания напряжения в нужных границах. Такая возможность имеется на подстанциях, питающих сезонных потребителей, и электростанциях, мощность которых изменяется посезонно.

Например, в летнее время нагрузка подстанции на торфяном болоте определяется работой всех машин, используемых для добычи торфа. В зимнее время нагрузка определяется только освещением небольшого числа жилых домов. В таком случае перестановка ответвлений на трансформаторах 2 раза в год в соответствии с изменением нагрузки целесообразна и возможна. Перестановка ответвлений производится перед началом и после окончания работ на болоте.

Сезонные перестановки ответвлений на трансформаторах иногда возможны на гидростанциях, работающих с переменной нагрузкой из-за изменения мощности водотока в реке в разные периоды года и не имеющих бассейнов для регулирования стока воды.

Обеспечить встречное регулирование напряжения на шинах вторичного напряжения подстанций, используя только обычные ответвления на трансформаторах, невозможно.

Для получения нужных напряжений у потребителей широко применяются трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой. Идея устройства этих трансформаторов по существу не отличается от идеи, вложенной в конструкцию обычных силовых трансформаторов. Разница состоит в том, что делают большее число ответвлений и перевод с одного ответвления на другое производится под нагрузкой без разрыва цепи.

Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой обычно имеют по 4—6 ответвлений в обе стороны от основного вывода с диапазоном регулирования в пределах ± (10—15) %.

Представим подстанцию, присоединенную к районной сети, с шин низшего напряжения которой отходит ряд линий (рис. 12-8). Предположим, что после подбора ответвлений на трансформаторе T отклонения напряжения

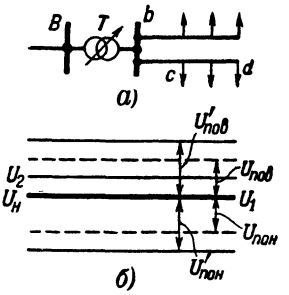


Рис. 12-8. Регулирование напряжения сети.

$U'_{пов}$ и $U'_{пон}$ (рис. 12-8,*б*) все же получились выходящими за пределы допускаемых $U_{пов}$ и $U_{пон}$. Применяя на подстанции трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой, можно обеспечить необходимые напряжения на шинах подстанции и хорошую работу электроприемников.

Для этого в периоды наибольших нагрузок, характеризующиеся снижением подводимого к трансформаторам напряжения, переставляют ответвления на трансформаторе так, чтобы коэффициент трансформации его уменьшился. Выбирают коэффициент трансформации k таким, чтобы при потере напряжения в трансформаторе $\Delta U_т$ напряжение на шинах b подстанции (рис. 12-8,*а*)

$$U_b = (U_B - \Delta U_т)\frac{1}{k}$$

было выше номинального напряжения $U_н$ (рис. 12-8,*б*), например U_2. При напряжении U_2, учитывая увеличенную потерю напряжения до потребителей d и c, получим напряжение на зажимах электроприемников близким к номинальному.

В периоды наименьших нагрузок изменением коэффициента трансформации трансформатора в сторону его увеличения отрегулируем напряжение U_1 на шинах b подстанции так, чтобы оно было, например, равно номинальному $U_н$.

Перестановка ответвлений на регулируемых трансформаторах производится не только в периоды наибольших и наименьших нагрузок, но и при других нагрузках, лежащих между этими крайними пределами. Регулирование напряжения ведется по показаниям вольтметра, присоединенного к шинам вторичного напряжения подстанции, и графику напряжения, дающему зависимость между нагрузками подстанции и нужными напряжениями на шинах подстанции.

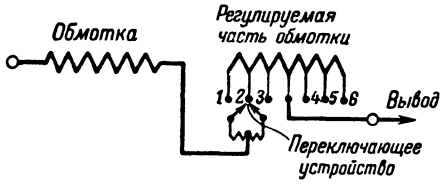


Рис. 12-9. Схема трансформатора с регулированием напряжения под нагрузкой.

Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой выполняются со встроенной регулировкой или с отдельными вольтодобавочными трансформаторами. Идея устройства первых из них показана на схеме на рис. 12-9 (одна фаза). У трансформатора, кроме основной обмотки, имеется регулировочная обмотка с выведенными ответвлениями. Устанавливая переключающее устройство на одно из ответвлений *1—6*, можно включить нужное число витков обмотки. Ответвления *1—3* соответствуют виткам, действующим согласно с витками основной обмотки; ответвления *4—6* являются выводами части витков, действующих встречно по отношению к основной обмотке и как бы уменьшающих число витков последней.

В вольтодобавочных трансформаторах (рис. 12-10) последовательно с обмоткой основного трансформатора включается вольтодобавочная обмотка. Вторая обмотка этой цепи присоединяется к питающему трансформатору. Перестановкой ответвлений на питающем трансформаторе можно получать в вольтодобавочной обмотке э. д. с. разной величины и по направ-

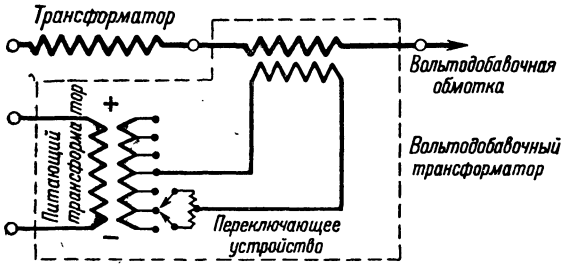


Рис. 12-10. Схема вольтодобавочного трансформатора.

лению совпадающие или направленные навстречу э. д. с. основного трансформатора.

Трансформаторы с регулировкой напряжения под нагрузкой выполняются на мощности от 5—10 *ква* для установки в распределительных сетях. На районных подстанциях монтируются регулируемые трансформаторы мощностью до 200 *Мва* и более. У маломощных трансформаторов делают обычно две ступени регулирования, позволяющие регулировать напряжение в пределах ±5 или ±2,5%.

Мощные трансформаторы в большинстве случаев имеют ступень регулирования напряжения 2,5%. Для регулирования напряжения городских сетей, в которых преобладает нагрузка от освещения, ступень регулирования напряжения желательно иметь не более 1%.

Мощные трансформаторы иногда выполняют с вольтодобавочными трансформаторами.

Регулирование напряжения при помощи регулируемых трансформаторов получило очень широкое распространение в электрических системах из-за простоты устройств и вследствие экономических преимуществ этого метода регулирования напряжения.

Встречное регулирование напряжения на подстанциях практически можно осуществить только установкой на них трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой.

Регулирование напряжения трансформаторами с регулировкой напряжения может производиться вручную дежурным персоналом или автоматически специальными регуляторами. Автоматическое регулирование напряжения является более совершенным и позволяет получить напряжения у электроприемников, более близкие к номинальному, чем при ручном регулировании.

Регулирование напряжения индукционными регуляторами, основанное на том же принципе, что и регулирование регулируемыми трансформаторами, в СССР распространения не получило. Установки с индукционными регуляторами, включаемыми последовательно с обычными трансформаторами, стоят дороже, чем трансформаторы со встроенной регулировкой.

12-5. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ АВТОТРАНСФОРМАТОРАМИ

Регулировочные ответвления для изменения коэффициента трансформации автотрансформаторов устраиваются только на обмотках высшего напряжения, что затрудняет получение нужных уровней напряжения в сетях среднего и низшего напряжений. Выбор ответвления может быть сделан по желательному напряжению на шинах низшего или среднего напряжения подстанции. Напряжение ответвления при наличии нагрузки на стороне низшего напряжения приходится делать по желательному уровню напряжения на шинах 6—10 *кв* подстанции.

Автотрансформаторы изготовляются и с регулированием напряжения под нагрузкой.

Один из способов регулирования напряжения автотрансформатора под нагрузкой — регулирование вольтодобавочным трансформатором *ВТ* (рис. 12-11), включенным в нулевую точку автотрансформатора [Л. 43 и 44].

Включение вольтодобавочного трансформатора в нуль автотрансформатора, а не в начало обмотки высшего напряжения его, объясняется малой динамической устойчивостью вольтодобавочного трансформатора к токам короткого замыкания; вольтодобавочный трансформатор включен за реактивностью автотрансформатора.

Этот способ регулирования напряжения может применяться только в отдельных случаях, так как он дает противоположные изменения напряжения ΔU_c и $\Delta U_н$ на обмотках среднего и низшего напряжений. Рассмотрение

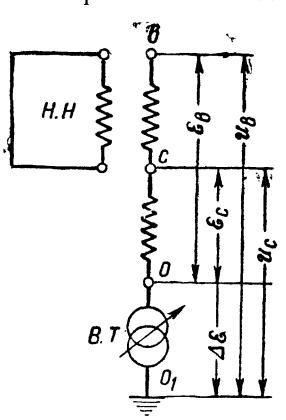


Рис. 12-11. Схема автотрансформатора с вольтодобавочным трансформатором в нейтрали.

этого вопроса произведем для холостого хода автотрансформатора, предполагая, что на зажимах обмотки высшего напряжения поддерживается постоянное напряжение $\mathscr{U}_в$, равное номинальному.

Вводя вольтодобавочным трансформатором дополнительную э. д. с. $\Delta\mathscr{E}$ и обозначая через $\mathscr{E}_в$ и $\mathscr{E}_с$ э. д. с. обмоток высшего и среднего напряжений, согласно схеме на рис. 12-11 можно написать:

$$\mathscr{U}_с = \mathscr{E}_с + \Delta\mathscr{E} = \frac{\mathscr{U}_в - \Delta\mathscr{E}}{k_{в\text{-}с}} + \Delta\mathscr{E},$$

где $k_{в\text{-}с}$ — коэффициент трансформации между обмотками высшего и среднего напряжений.

Преобразуя это уравнение, получаем:

$$\mathscr{U}_с = \frac{\mathscr{U}_в}{k_{в\text{-}с}} + \Delta\mathscr{E}\left(1 - \frac{1}{k_{в.с}}\right) = \frac{\mathscr{U}_в}{k_{в\text{-}с}} + \alpha\Delta\mathscr{E}. \qquad (12\text{-}10)$$

В этом уравнении $\alpha = \frac{1}{k_{в.с}}$ — коэффициент выгодности (см. гл. 4).

Напряжение на зажимах обмотки низшего напряжения при э. д. с. вольтодобавочного трансформатора $\Delta\mathscr{E}$ определится равным:

$$\mathscr{U}_н = \frac{\mathscr{U}_в - \Delta\mathscr{E}}{k_{в\text{-}н}}, \qquad (12\text{-}11)$$

где $k_{в.н}$ — коэффициент трансформации между обмотками высшего и низшего напряжений.

Из (12-10) и (12-11) следует, что при регулировании напряжения автотрансформатора вольтодобавочным трансформатором в нулевой точке нельзя получить согласованного регулирования напряжения на обмотках среднего и низшего напряжений. Добавление положительной э. д. с. ($+\Delta\mathscr{E}$) ведет к повышению напряжения на обмотке среднего напряжения (см. 12-10) и снижению напряжения на обмотке низшего напряжения (см. 12-11). Введение отрицательной э. д. с. ($-\Delta\mathscr{E}$) приводит к обратным результатам.

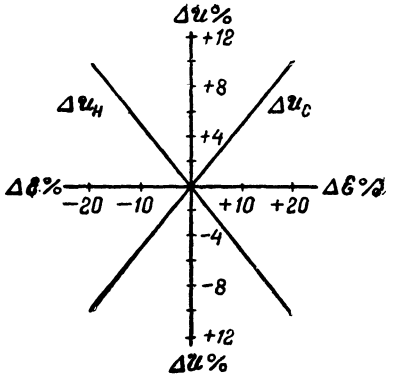


Рис. 12-12. Диаграмма изменений напряжения обмотки среднего $\Delta\mathscr{U}_с$ и низшего $\Delta\mathscr{U}_н$ напряжений автотрансформатора 220/110/11 *кв* в зависимости от э. д. с. $\Delta\mathscr{E}$ вольтодобавочного трансформатора.

Изменения напряжений на обмотках среднего $\Delta\mathscr{U}_с$ и низшего $\Delta\mathscr{U}_н$ напряжений автотрансформатора в зависимости от э. д. с. $\Delta\mathscr{E}$ вольтодобавочного трансформатора показаны на рис. 12-12.

Если автотрансформатор установлен на понизительной подстанции, то, как правило, увеличению нагрузки сети среднего напряжения соответствует увеличение нагрузки и в сети низшего напряжения. Снижение нагрузки этих сетей наступает также примерно в одно и то же время. Следовательно, для регулирования напряжения сети нужно одновременное повышение или понижение напряжения на обмотках среднего и низшего напряжений, что нельзя получить при регулировании напряжения автотрансформатора вольтодобавочным трансформатором в нулевой точке.

Этот способ регулирования напряжения применим в случаях, когда нет нагрузки на низшем напряжении. Регулирование напряжения ведется по сети среднего напряжения.

При другом способе регулирование напряжения на автотрансформаторах осуществляется встроенным регулирующим устройством на обмотке высшего напряжения, таким же, как и у трансформаторов (см. рис. 12-9). Это устройство позволяет вести правильное одновременное регулирование напряжения в сетях среднего и низшего напряжений.

12-6. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕМ РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ

Потеря напряжения в сети, если принять ее равной продольной составляющей падения напряжения, составляет:

$$\Delta U = \frac{\Sigma Pr + \Sigma Qx}{U}.$$

Сопоставим влияние на потерю напряжения в воздушных линиях членов ΣPr и ΣQx, зависящих от активных P и реактивных Q нагрузок сети. Предположим для этого, что по линии передается единица активной мощности $P=1$ при $\cos\varphi=0{,}8$ и $\cos\varphi=0{,}9$. Эти коэффициенты мощности соответствуют средним условиям передачи электроэнергии по линиям сетей. Реактивные мощности, проходящие по сети, составят:

1) при $\cos\varphi=0{,}8$ $Q=0{,}75$;

2) при $\cos\varphi=0{,}9$ $Q=0{,}484$ условных единиц.

Подставляя указанные мощности в формулу потери напряжения для линий с проводами АС-35 и АС-240 и относя ее к длине 1 *км*, находим:

1. Коэффициент мощности 0,8:

провода АС-35

$$\Delta U_1 = \frac{1\cdot 0{,}91 + 0{,}75\cdot 0{,}42}{U} = \frac{0{,}91 + 0{,}315}{U};$$

провода АС-240

$$\Delta U_2 = \frac{1\cdot 0{,}131 + 0{,}75\cdot 0{,}4}{U} = \frac{0{,}131 + 0{,}3}{U};$$

Коэффициент мощности 0,9:

провода АС-35

$$\Delta U_1 = \frac{1\cdot 0{,}91 + 0{,}484\cdot 0{,}42}{U} = \frac{0{,}91 + 0{,}203}{U}$$

провода АС-240

$$\Delta U_2 = \frac{1\cdot 0{,}131 + 0{,}484\cdot 0{,}4}{U} = \frac{0{,}131 + 0{,}194}{U}.$$

Анализируя полученные результаты, приходим к следующим выводам:

1. Потеря напряжения в воздушных линиях с небольшими сечениями проводов в основном определяется активной нагрузкой.

2. На потерю напряжения в линиях с крупными сечениями проводов большее влияние оказывает реактивная нагрузка.

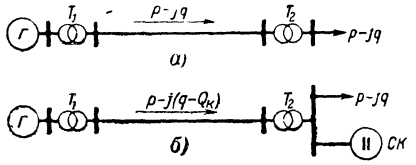


Рис. 12-13. Работа электропередачи без и с синхронным компенсатором.

3. Чем меньше коэффициент мощности нагрузки, тем больше влияние реактивной нагрузки на потерю напряжения в линии.

Полученные выводы объясняются тем, что активные сопротивления линий уменьшаются обратно пропорционально сечениям проводов, а реактивные сопротивления остаются почти неизменными.

Рассмотрев передачу единицы активной мощности на 100 *км* по воздушной линии 110 *кв* с проводами АС-150 и учтя сопротивления трансформаторов, найдем потерю напряжения равной:

1) при $\cos\varphi=0{,}8$

$$\Delta U = \frac{PR + Qx}{U} = \frac{25 + 90}{U};$$

2) при $\cos\varphi=0{,}9$

$$\Delta U = \frac{25 + 58}{U}.$$

Трансформаторы, имеющие большое индуктивное и малое активное сопротивления, значительно увеличивают влияние реактивной нагрузки на потерю напряжения.

Следовательно, изменяя реактивные мощности, проходящие по сети, будем изменять потери напряжения в ней, т. е. регулировать напряжение сети. Наибольшее влияние на напряжения перераспределение реактивных мощностей оказывает в линиях с большими сечениями проводов. При малых сечениях проводов перераспределение реактивных нагрузок оказывает незначительное влияние на напряжения сети.

Изменение распределения реактивных мощностей в электрической системе достигается установкой синхронных компенсаторов и конденсаторов, а также перераспределением реактивных нагрузок между станциями системы.

Действие синхронного компенсатора рассмотрим на сети на рис. 12-13,*а*.

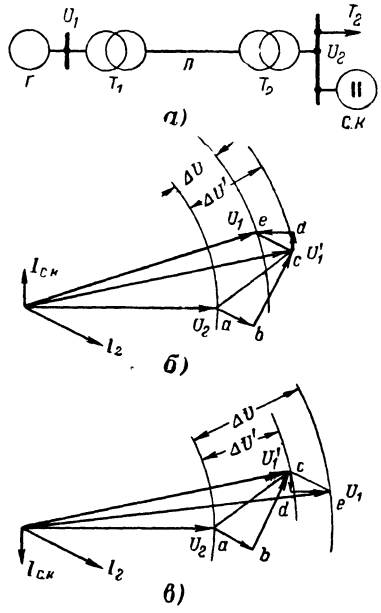


Рис. 12-14. Векторные диаграммы электропередачи при работе компенсатора с пере- и недовозбуждением.

Пренебрегая потерями мощности в сети, получаем, что по элекропередаче протекает мощность $s=p-jq$, равная мощности нагрузки. Потеря напряжения в сети составит:

$$\Delta U_1 = \frac{pR+qX}{U}.$$

После установки у потребителя синхронного компенсатора *СК* (рис. 12-13,*б*) при работе его с перевозбуждением часть реактивной мощности нагрузки покрывается компенсатором. По линии и через трансформаторы проходит меньшая реактивная мощность. Потеря напряжения в электропередаче при нагрузке компенсатора мощностью $+jQ_{с.к}$ окажется равной

$$\Delta U_2 = \frac{pR+(q-Q_{с.к})X}{U}$$

и будет меньше, чем при работе электропередачи без компенсатора. Регулируя мощность $Q_{с.к}$ синхронного компенсатора, можно изменять величину потери напряжения ΔU_2 в сети.

Заставляя работать компенсатор с недовозбуждением, когда он берет из сети реактивную мощность $-jQ_{с.к}$, находим, что потери напряжения составят:

$$\Delta U_3 = \frac{pR+(q+Q_{с.к})X}{U}.$$

Потеря напряжения в сети увеличивается.

Влияние работы синхронного компенсатора наглядно видно из векторных диаграмм линии (рис. 12-14).

Падение напряжения в электропередаче с активным и реактивным сопротивлениями R и X, нагруженной в конце током $\dot{I}_2 = I_{a2} - jI_{p2}$, определится треугольником abc (рис. 12-14,*б*) со сторонами

$$ab = \sqrt{3}I_2R \quad \text{и} \quad bc = \sqrt{3}I_2X.$$

Направления сторон треугольника abc соответствуют фазным падениям напряжения в электропередаче. По величине векторы падений напряжения в фазе на диаграмме увеличены в $\sqrt{3}$ раза, что позволяет сразу получить величины линейных напряжений U и междуфазных потерь напряжения ΔU.

Напряжение в начале линии будет U_1', а потеря напряжения от электростанции до потребителя составит $\Delta U'$.

Включим у потребителя перевозбужденный синхронный компенсатор *СК*, работающий с опережающим током $\dot{I}_{с.к} = +jI_{с.к}$. Пользуясь методом наложения, найдем напряжение U_1 в начале линии, для чего построим треугольник cde (рис. 12-14,*б*) падений напряжений от тока $\dot{I}_{с.к}$ компенсатора; стороны его равны:

$$cd = \sqrt{3}I_{с.к}R \quad \text{и} \quad de = \sqrt{3}I_{с.к}X.$$

Напряжение U_1 в начале линии при работе компенсатора меньше, чем U_1' без компенсатора. Потеря напряжения в линии уменьшилась.

Векторная диаграмма электропередачи при работе недовозбужденного синхронного компенсатора показана на рис. 12-14,*в*. Недовозбужденный компенсатор, берущий из сети отстающий ток $-jI_{с.к}$, увеличивает потерю напряжения в электропередаче, делая ее большей на величину $(\Delta U - \Delta U')$.

Из произведенного рассмотрения ясно, что, регулируя мощность син-

хронного компенсатора, можно в широких пределах изменять потерю напряжения в линии и тем самым регулировать напряжение у потребителей.

Регулирование напряжения сети перераспределением реактивных мощностей, протекающих по линиям, осуществляется и конденсаторами. По своему действию конденсаторы эквивалентны перевозбужденному синхронному компенсатору. Конденсаторы, установленные на подстанциях, позволяют разгрузить сеть от реактивной мощности; увеличить реактивную нагрузку сети ими нельзя. Следовательно, конденсаторами можно только повышать напряжение сети.

Конденсаторы собираются в батареи. Регулирование напряжения осуществляется делением батареи на части и включением и отключением их от сети независимо друг от друга.

Для регулирования напряжения сети следует в первую очередь использовать конденсаторные батареи, установленные для снижения потерь мощности и электроэнергии и по балансу реактивной мощности системы.

При регулировании напряжения в электрических системах прибегать к увеличению потери напряжения в сети, используя для этого синхронные компенсаторы, приходится крайне редко — в отдельных специальных случаях. Учитывая преимущества конденсаторов перед синхронными компенсаторами, следует в качестве устройств для регулирования напряжения отдать предпочтение конденсаторным батареям.

Подчеркнем, что при этом нужно собрать часть батарей из конденсаторов, допускающих перегрузку, т. е. конденсаторов, применяемых для продольной компенсации линий (см. § 10-8). Эти батареи необходимо оборудовать автоматическими устройствами для форсировки их в аварийных режимах работы системы.

Если все батареи собраны из конденсаторов, используемых для улучшения cos φ установок, то нужно иметь резерв мощности в конденсаторных батареях, включаемый при понижениях напряжения сети ниже установленного предела.

Без указанных мер при аварийном режиме работы возможны настолько

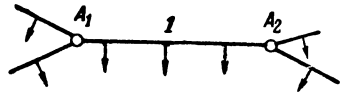


Рис. 12-15. Схема части системы с двумя электростанциями.

сильные понижения напряжения в отдельных частях системы, что наступает «лавина» напряжения и некоторые потребители отключаются от сети.

Регулирование напряжения в электрической системе может осуществляться перераспределением реактивных нагрузок между станциями.

Представим систему с двумя электростанциями A_1 и A_2 (рис. 12-15) и предположим, что напряжение на станции A_2 должно быть поднято на некоторую величину. Очевидно, что если станцию A_2 нагрузить большей реактивной мощностью, разгрузив станцию A_1, то из-за протекания добавочной реактивной мощности по линии *1* напряжение в точке A_2 сети повысится.

Регулирование напряжения перераспределением реактивных нагрузок между станциями в широких пределах возможно только при наличии на них больших резервов реактивной мощности. Например, если станции связаны одной линией 110 *кв* длиной 60 *км*, то для подъема напряжения на шинах 110 *кв* станции A_2 на 5% необходимо увеличить отдаваемую ей реактивную мощность на 25 *Мвар*. При более развитой связи между этими станциями, что обычно имеет место в электрических системах, перераспределение реактивных нагрузок между станциями для получения нужных напряжений в сети должно осуществляться в еще бóльших пределах. Подобных резервов реактивной мощности в генераторах отдельных электростанций обычно не имеется, а потому добится необходимого регулирования напряжения сети перераспределением реактивных нагрузок между станциями не удается.

Указанные обстоятельства заставляют рассматривать регулирование напряжения в электрических системах генераторами как вспомогательное средство.

В сетях с кабельными линиями и воздушных сетях с небольшими сече-

ниями проводов регулирование напряжения изменением реактивных мощностей, протекающих по линиям сети, невыгодно. Потребовалась бы очень большая мощность регулирующих устройств, причем во многих случаях нужного результата все же не получим.

12-7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ КОНДЕНСАТОРОВ И СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ

Найдем мощность синхронного компенсатора[1] для сети на рис. 12-16, имеющей расчетную нагрузку в точке b сети $\dot{s}_b = p_b - jq_b$ [Л. 45]. Предположим, что полученное напряжение U_{b2} в конце линии при напряжении U_A в начале ее не удовлетворяет условиям работы сети и должно быть изменено до величины $U_{b\,ж}$ (большей или меньшей U_{b2}).

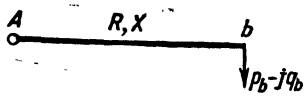


Рис. 12-16. Схема сети.

Установив в точке b компенсатор мощностью $Q_к$, получим нагрузку сети равной:

$$\dot{s}'_b = p_b - j(q_b - Q_к).$$

Связь между напряжениями U_A и $U_{bж}$ при учете продольной и поперечной составляющих падения напряжения для рассматриваемой сети напишется в виде:

$$U_A = \left[U_{b\,ж} + \frac{p_b R + (q_b - Q_к) X}{U_{b\,ж}}\right] + j\left[\frac{p_b X + (q_b - Q_к) R}{U_{b\,ж}}\right]$$

или

$$U_A^2 = \left[U_{b\,ж} + \frac{p_b R + (q_b - Q_к) X}{U_{b\,ж}}\right]^2 + \left[\frac{p_b X - (q_b - Q_к) R}{U_{b\,ж}}\right]^2.$$

[1] Здесь и в дальнейшем понимается, что сказанное о синхронных компенсаторах относится и к конденсаторам.

Преобразуя это уравнение, получаем:

$$Q_к^2 \frac{Z^2}{U_{b\,ж}^2} - Q_к 2\left(\frac{Z^2}{U_{b\,ж}^2} q_b + X\right) + U_{b\,ж}^2 - U_A^2 + 2(p_b R + q_b X) + \frac{Z^2}{U_{b\,ж}^2}(p_b^2 + q_b^2) = 0. \quad (12\text{-}12)$$

Обозначая

$$A = \frac{Z^2}{U_{b\,ж}}; \quad B = 2\left(\frac{Z^2}{U_{b\,ж}^2} q_b + X\right);$$

$$C = U_{b\,ж}^2 - U_A^2 + 2(p_b R + q_b X) + \frac{Z^2}{U_{b\,ж}^2}(p_b^2 + q_b^2),$$

имеем:

$$Q_к = \frac{B - \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}. \quad (12\text{-}13)$$

Решая это уравнение, находим мощность синхронного компенсатора, необходимую для изменения напряжения в конце линии от U_b до $U_{b\,ж}$. Знак плюс у $Q_к$ означает, что компенсатор должен работать с перевозбуждением, генерируя реактивную мощность в сеть; знак минус у $Q_к$ покажет, что компенсатор работает с недовозбуждением.

Пренебрегая учетом поперечной составляющей падения напряжения, можно уравнение (12-12) представить в более простом виде:

$$U_A = U_{b\,ж} + \frac{p_b R + (q_b - Q_к) X}{U_{b\,ж}}, \quad (12\text{-}14)$$

решение которого относительно $Q_к$ дает:

$$Q_к = \frac{U_{b\,ж}(U_{b\,ж} - U_A) + (p_b R + q_b X)}{X}. \quad (12\text{-}15)$$

Формулы (12-13) и (12-15) выведены в предположении, что определение $Q_к$ ведется по расчетной нагрузке $\dot{s}_b$, т. е. мощность компенсатора находится по желаемому напряжению на стороне высшего напряжения приемного конца линии. Более частым случаем является определение мощности компенсатора по желаемому напряжению на шинах низшего напряжения прием-

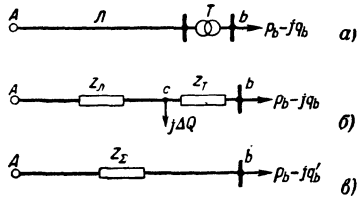


Рис. 12-17. Схема электропередачи и ее расчетные схемы.

ной подстанции (точка b, рис. 12-17,$а$). Схема замещения такой электропередачи без учета активной проводимости линии и потерь активной мощности в стали трансформаторов T представлена на рис. 12-17,$б$. Реактивная мощность $j\Delta Q$ равна сумме реактивной мощности, генерируемой линиями сети на половине их длины, и реактивной мощности намагничивания трансформатора T.

Точное решение задачи определения мощности компенсатора для такой схемы (с дополнительной нагрузкой ΔQ на линии) очень громоздко. Можно рекомендовать следующий расчетный прием, дающий достаточную точность. Нагрузка ΔQ из точки c (рис. 12-17,$б$) переносится в точку b. Перенесенная нагрузка определяется по формуле

$$\Delta Q' = \Delta Q \frac{X_л}{X_л + X_т} = \Delta Q \frac{X_л}{X_\Sigma}. \quad (12\text{-}16)$$

Такой перенос нагрузки соответствует той же величине потери напряжения до точки b, что и при нагрузке ΔQ в точке c сети (при определении потери напряжения без учета поперечной составляющей падения напряжения).

После переноса нагрузки ΔQ в точке b сети должна быть приложена нагрузка (рис. 12-17,$в$)

$$p_b - jq'_b = p_b - j(q_b - \Delta Q'). \quad (12\text{-}17)$$

В преобразованной сети мощность компенсатора подсчитывается по выведенным ранее формулам.

Отметим, что перенос нагрузки ΔQ имеет смысл только в случаях, когда она является соизмеримой по величине с нагрузкой.

При проектных расчетах мощность компенсаторов находится по упрощенной формуле, к выводу которой и перейдем.

Напряжение в начале линии до установки компенсатора определяется формулой

$$U_A = U_b + \frac{p_b R + q_b X}{U_b}.$$

При работе синхронного компенсатора мощностью $Q_к$, неизменном напряжении U_A в начале линии и желательном напряжении в конце линии $U_{b\,ж}$ связь между U_A и $U_{b\,ж}$ выражается уравнением

$$U_A = U_{b\,ж} + \frac{p_b R + (q_b - Q_к) X}{U_{b\,ж}}.$$

Приравнивая правые части двух последних уравнений, получаем:

$$U_b + \frac{p_b R + q_b X}{U_b} = U_{b\,ж} + \frac{p_b R + (q_b - Q_к) X}{U_{b\,ж}},$$

или

$$\frac{Q_к X}{U_{b\,ж}} = (U_{b\,ж} - U_b) + \frac{p_b R + q_b X}{U_{b\,ж}} - \frac{p_b R + q_b X}{U_b}.$$

Обозначая величину, на которую следует изменить напряжение в точке b сети, через

$$U_0 = U_{b\,ж} - U_b,$$

можно предыдущее уравнение представить в виде:

$$\frac{Q_к X}{U_{b\,ж}} = U_0 + \frac{p_b R + p_b X}{U_{b\,ж}} - \frac{p_b R + q_b X}{U_b}. \quad (12\text{-}18)$$

Проанализируем уравнение (12-18). Левая часть этого уравнения дает потерю напряжения в реактивном сопротивлении сети от мощности $Q_к$ синхронного компенсатора. Первый член правой части уравнения равен U_0. Разность второго и третьего членов представляет изменение потери напряжения в сети от нагрузки потребителя вследствие изменения напряжения в точке b сети от U_b до $U_{b\,ж}$. Эта разность—небольшая величина и потому при перспективных расчетах ею можно пренебречь.

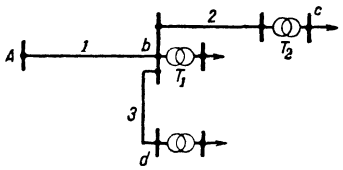


Рис. 12-18. Схема разветвленной сети.

Приняв это положение, получим:

$$Q_к = \frac{U_0 U_{b\,ж}}{X}. \qquad (12\text{-}19)$$

Аналогичные формулы можно вывести, исходя из постоянства напряжения U_b на приемном конце линии и необходимости изменения напряжения в начале линии. Предположим, например, что полученное напряжение в начале линии U_A не удовлетворяет условиям работы сети и должно быть изменено до величины $U_{A\,ж}$.

При установке в точке b компенсатора мощностью $Q_к$ связь между напряжениями U_b и $U_{A\,ж}$ при учете и поперечной составляющей падения напряжения можно выразить уравнением

$$U^2_{A\,ж} = \left[U_b + \frac{p_b R + (q_b - Q_к) X}{U_b}\right]^2 + \left[\frac{p_b X - (q_b - Q_к) R}{U_b}\right]^2.$$

В этом уравнении неизвестной величиной является только $Q_к$. Решая его относительно $Q_к$, получаем искомую мощность синхронного компенсатора.

Все выведенные формулы пригодны и для определения мощности конденсаторов, для которых должно быть $Q_к > 0$.

Рассмотрим применение формулы (12-19) к разветвленным разомкнутым сетям.

Предположим, что нужно изменить напряжение в точке c сети (рис. 12-18), установив на этой подстанции синхронный компенсатор. Необходимую мощность компенсатора можно найти, если в (12-19) под X понимать сумму реактивных сопротивлений линии *1* и *2* и трансформатора T_2.

Предположим, что в замкнутой сети на рис. 12-19,*а* напряжение U_b в точке b сети должно быть изменено до величины $U_{bж}$. Для определения мощности синхронного компенсатора преобразуем сеть, приведя ее к одной линии (рис. 12-19,*б*), соединяющей питательный пункт A с точкой b.

Эквивалентное сопротивление $Z_э$ сети (три параллельно включенные линии) равно:

$$Z_э = R_э + jX_э = \frac{(z_1 + z_2) z_3 (z_4 + z_5)}{(z_1 + z_2) z_3 + (z_1 + z_2)(z_4 + z_5) + z_3 (z_4 + z_5)}.$$

Мощность синхронного компенсатора найдется, если в (12-19) подставить эквивалентное реактивное сопротивление $X_э$ преобразованной сети.

Анализ результатов расчетов по (12-13), 12-15) и (12-19) показывает:

1. Погрешности в определении мощности синхронных компенсаторов без учета влияния поперечной составляющей падения напряжения [см. формулы (2-15) и (12-19)] возрастают с увеличением длины (сопротивления) электропередачи и возрастанием величины, на которую должно быть изменено напряжение в конце линии (см. табл. 12-1).

2. При пользовании (12-15) мощности компенсаторов получаются преуменьшенными. Погрешности составляют 10—20%.

3. При пользовании (12-19) мощности компенсаторов получаются преувеличенными. Погрешности составляют 5—15%.

На основании произведенного анализа можно рекомендовать:

1) при расчетах линий 220 *кв* применять формулу (12-13), учитывающую влияние поперечной составляющей падения напряжения;

2) при проектных расчетах линий 35—110 *кв* пользоваться упрощенной формулой (12-19);

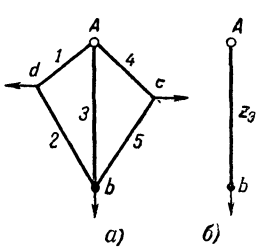


Рис. 12-19. Схема замкнутой сети.

3) формулой (12-15), как дающей менее точные результаты и преуменьшенную мощность синхронных компенсаторов, не пользоваться.

Для определения мощности синхронных компенсаторов и конденсаторов используются иногда круговые диаграммы, рассмотренные в § 7-9.

Обратимся к диаграмме на рис. 7-31, представляющей круговую диаграмму для конца электропередачи.

Предположим, что нагрузка подстанции $S''_{2н}$, которой соответствуют активная мощность P''_2 и реактивная Q''_2. Такую мощность при заданных напряжениях U_2 и U_1 в конце и начале электропередачи передать нельзя. При передаче активной мощности P''_2 в конце ее полная нагрузка должна быть S''_2. Следовательно, на подстанции нужно установить синхронный компенсатор (конденсатор) мощностью $Q''_к$.

Компенсатор должен отдавать потребителям мощность Q''_2 и генерировать в сеть реактивную мощность, определяемую отрезком CF.

Круговые диаграммы, если их построить для разных напряжений в начале и конце электропередачи, можно использовать для определения мощности компенсаторов и конденсаторов для всех режимов работы электропередачи.

Изложенные методы позволяют найти требуемые мощности синхронных компенсаторов и конденсаторов, допуская отклонения напряжения на шинах подстанций и изменяя напряжение на электростанциях в соответствии с режимами работы системы.

Пример 12-2. Подстанция *ПС* с двумя трансформаторами по 31,5 *Мва* питается двумя параллельными линиями 110 *кв* с проводами АС-120. Расстояние от электростанции *А* до подстанции 50 *км*. Нагрузка на шинах вторичного напряжения подстанции составляет $s_b = 40 - j30$ *Мва* (рис. 12-20).

Определить мощность синхронного компенсатора, зная, что напряжение на шинах низшего напряжения подстанции при повреждении одной линии снижается до 100 *кв*. Желаемое напряжение 105 *кв*. Напряжение на шинах высшего напряжения электростанции 118,2 *кв*

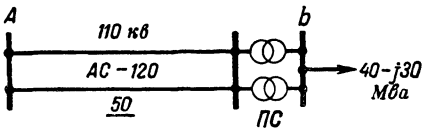


Рис. 12-20. Схема радиальной резервированной сети.

Сопротивления двух параллельно работающих трансформаторов

$$R_т = 1{,}22 \text{ ом}; \quad X_т = 20{,}2 \text{ ом}.$$

Сопротивление одной линии

$$R_л = 13{,}5 \text{ ом}; \quad X_л = 21 \text{ ом}.$$

Суммарное сопротивление электропередачи

$$R_\Sigma = 14{,}7 \text{ ом}; \quad X_\Sigma = 41{,}2 \text{ ом}.$$

Реактивная мощность, генерируемая линией,

$$\Delta Q_c = 1{,}65 \text{ Мвар}.$$

Намагничивающая мощность трансформаторов

$$\Delta Q_{ст} = 1{,}7 \text{ Мвар}.$$

Реактивная нагрузка на шинах высшего напряжения подстанции

$$\Delta Q = \Delta Q_c - \Delta Q_{ст} = 0{,}05 \text{ Мвар}.$$

Перенос этой нагрузки на шины вторичного напряжения подстанции не имеет смысла, поскольку она очень мала по сравнению с основной нагрузкой. Влиянием ΔQ пренебрегаем.

Найдем мощность компенсатора с учетом поперечной составляющей падения напряжения по (12-13):

$$A = \frac{Z_\Sigma^2}{U_{b\,ж}^2} = \frac{43{,}8^2}{105^2} = 0{,}174;$$

$$B = 2\left(\frac{Z_\Sigma^2}{U_{b\,ж}^2} q_b + X_\Sigma\right) =$$

$$= 2(0{,}174 \cdot 30 + 41{,}2) = 92{,}8;$$

$$C = U_{b\,ж}^2 - U_A^2 + 2(p_b R_\Sigma + q_b X_\Sigma) +$$

$$+ \frac{Z_\Sigma^2}{U_{b\,ж}^2}(p_b^2 + q_b^2) = 105^2 - 117{,}3^2 +$$

$$+ 2(40 \cdot 14{,}7 + 30 \cdot 41{,}2) +$$

$$+ 0{,}174(40^2 + 30^2) = 1\,100;$$

$$Q_к = \frac{92{,}8 - \sqrt{92{,}8^2 - 4 \cdot 0{,}174 \cdot 1\,100}}{2 \cdot 0{,}174} =$$

$$= 12 \text{ Мва}.$$

Таблица 12-1

Мощности компенсаторов и погрешности расчетов

Длина линии, км	U_A	U_b	$U_{bж}$	Мощности компенсаторов и погрешности по формулам				
				(12-13)	(12-15)		(12-19)	
				Мва	Мва	%	Мва	%
50	118,2	100	105	12,0	10,5	—12,5	12,75	+6,2
75	124,1	100	105	9,5	8,0	—15,8	10,2	+7,4
100	122,5	90	100	13,75	10,9	—20,8	16	+16,4

Примечание. При расчетах линии 100 км мощность от проводимости линии и намагничивающая мощность трансформаторов перенесена на шины вторичного напряжения подстанции. Нагрузка $\dot{s}'_b = 40 - j28{,}9$ Мва.

Определим мощность компенсатора без учета влияния поперечной составляющей падения напряжения по (12-15):

$$Q'_к = \frac{U_{b\,ж}(U_{b\,ж} - U_b) + (p_b R_\Sigma + q_b X_\Sigma)}{X_\Sigma} =$$

$$= \frac{105(105 - 118{,}2) + (40 \cdot 14{,}7 + 30 \cdot 41{,}2)}{41{,}2} =$$

$$= 10{,}5 \text{ Мва}.$$

Погрешность в определении мощности компенсатора

$$\delta\% = \frac{Q'_к - Q_к}{Q_к} 100 = \frac{10{,}5 - 12}{12} \cdot 100 = -12{,}5\%.$$

Мощность компенсатора по (12-19)

$$Q''_к = \frac{U_0 U_{b\,ж}}{X_\Sigma} = \frac{5 \cdot 105}{41{,}2} = 12{,}75 \text{ Мва}.$$

Погрешность

$$\delta\% = \frac{12{,}75 - 12}{12} \cdot 100 = +6{,}2\%.$$

Для выяснения точности, даваемой приближенными формулами, определим дополнительно мощности компенсаторов при длинах линий 75 и 100 км. Результаты расчетов приведены в табл. 12-1.

Необходимо отметить, что условия, принятые для линий длиной 100 км, при определении мощности компенсатора являются очень тяжелыми, относительно редко встречающимися на практике.

12-8. МОЩНОСТЬ КОМПЕНСАТОРОВ, УСТАНОВЛЕННЫХ НА НЕСКОЛЬКИХ ПОДСТАНЦИЯХ

В сетях с несколькими нагрузками в ряде случаев для поддержания напряжения у электроприемников в нужных пределах конденсаторы и компенсаторы должны быть установлены не на одной, а на нескольких подстанциях. Регулируя напряжение на одной подстанции, например $ПС_c$ (рис. 12-21), не получим на шинах вторичного напряжения подстанции $ПС_b$ желательного уровня напряжения. При разных графиках нагрузок подстанций $ПС_b$ и $ПС_c$ регулирование напряжения всей сети компенсаторами, установленными на одной подстанции, невозможно.

Рассмотрим методику определения мощности регулирующих устройств, размещенных на нескольких подстанциях.

Предположим, что в магистральной сети на рис. 12-21 напряжения U_b и U_c на шинах вторичного напряжения подстанций $ПС_b$ и $ПС_c$ не удовлетворяют поставленным условиям; на шинах этих подстанций нужно иметь напряжения $U_{bж}$ и $U_{cж}$. Напряжения на этих подстанциях должны быть, следовательно, изменены на

$$U_{0b} = U_{bж} - U_b \text{ и } U_{0c} = U_{cж} - U_c.$$

Устанавливая компенсаторы мощностью $Q_{кb}$ и $Q_{кc}$ на подстанциях, налагаем на существующее распределение мощностей мощности $Q_1 = Q_{кb} + Q_{кc}$ на участке *1* сети и $Q_{кc}$ — на участке *2* сети.

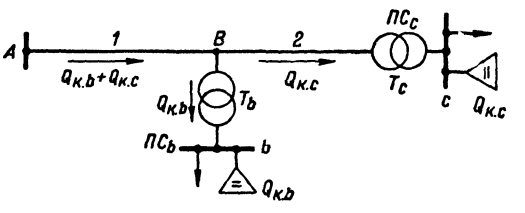


Рис. 12-21. Сеть с конденсаторными батареями, установленными на двух подстанциях.

Принимая, как и в предыдущем параграфе, что изменения напряжений на подстанциях будут получены только за счет работы компенсаторов, можно составить два уравнения:

$$\left.\begin{aligned} &\text{для цепи } ABb \\ &U_{0b} = \frac{(Q_{кb} + Q_{кc})\,x_1}{U_{Bж}} + \frac{Q_{кb}x_{тb}}{U_{bж}}; \\ &\text{для цепи } ABc \\ &U_{0c} = \frac{(Q_{кb} + Q_{кc})\,x_1}{Q_{Bж}} + \\ &+ \frac{Q_{кc}\,(x_2 + x_{тc})}{U_{жc}}, \end{aligned}\right\} \quad (12\text{-}20)$$

в которых $U_{Bж}$ — желательное напряжение на шинах высшего напряжения подстанции $ПС_b$.

Желательное напряжение в точке B сети неизвестно. Оно может быть принято с небольшой погрешностью равным:

$$U_{Bж} = U_B\left(\frac{U_{bж}}{U_b}\right), \quad (12\text{-}21)$$

где U_B — напряжение на шинах высшего напряжения подстанции $ПС_b$ до установки компенсаторов.

Решая совместно уравнения (12-20), определяем необходимые мощности компенсаторов $Q_{кb}$ и $Q_{кc}$.

Несколько сложнее решается такая же задача для замкнутых сетей (рис. 12-22). Составление уравнений, аналогичных (12-20), для замкнутой сети возможно только после нахождения распределения мощностей компенсаторов $Q_{кb}Q_{кc}$ в сети.

Воспользовавшись методом расщепления сети, найдем мощности, протекающие на участках *1* и *4*, равными:

$$Q_1 = \frac{Q_{кd}r_4 + Q_{кb}(r_4 + r_3 + r_2)}{R_\Sigma},$$

и

$$Q_4 = \frac{Q_{кd}(r_1 + r_2 + r_3) + Q_{кb}r_1}{R_\Sigma},$$

где R_Σ — суммарное активное сопротивление всей сети.

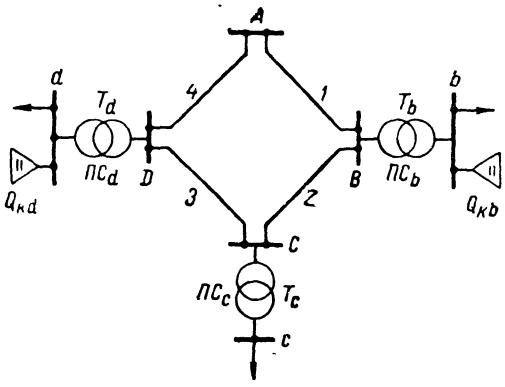


Рис. 12-22. Регулирование напряжения в замкнутой сети конденсаторами.

Зная Q_1 и Q_2, напишем два уравнения:

$$\left.\begin{aligned} U_{0b} &= \frac{Q_1x_1}{U_{Bж}} + \frac{Q_{кb}x_{тb}}{U_{bж}} = \\ &= \frac{[Q_{кd}\,r_4 + Q_{кb}\,(r_4 + r_3 + r_2]\,x_1}{R_\Sigma U_{Bж}} + \\ &+ \frac{Q_{кb}x_{тb}}{U_{bж}}; \\ U_{0d} &= \frac{Q_4x_4}{U_{Dж}} + \frac{Q_{кd}x_{тd}}{U_{dж}} = \\ &= \frac{[Q_{кd}\,(r_1 + r_2 + r_3) + Q_{кb}\,r_1]\,x_4}{R_\Sigma U_{Dж}} + \\ &+ \frac{Q_{кd}\,x_{тd}}{U_{dж}}. \end{aligned}\right\} \quad (12\text{-}22)$$

Совместное решение этих уравнений даст мощности компенсирующих устройств, которые нужно установить на подсганциях.

12-9. НАИМЕНЬШАЯ МОЩНОСТЬ СИНХРОННОГО КОМПЕНСАТОРА

Необходимая для регулирования напряжения мощность синхронного компенсатора зависит от напряжения U_A в начале линии, U_b в конце линии и падений напряжения в электропередаче при наибольших и наименьших нагрузках. При расчетах работы электропередачи под U_b обычно понимается напряжение на шинах вторичного напряжения *b* (рис. 12-23) понизительной подсганции.

Напряжение U_A в начале линии определяется режимами работы элек-

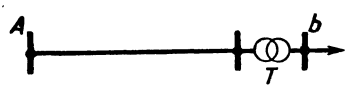


Рис. 12-23. Схема электропередачи.

трической системы. Напряжение U_b зависит не только от режима работы системы и рассчитываемой линии, но и от коэффициента трансформации k понизительного трансформатора.

Напряжение U_b на шинах b подстанции, приведенное к высшему напряжению, равно:

$$U_b = kU_b',$$

где U_b' — действительное напряжение на шинах понизительной подстанции.

Выбирая то или иное значение k, изменяем U_b, а следовательно, и необходимую для регулирования напряжения мощность синхронного компенсатора.

Найдем коэффициент трансформации трансформатора понизительной подстанции, при котором мощность компенсатора будет наименьшей.

Предположим, что напряжение на шинах b подстанции (рис. 12-23), приведенное к высшему напряжению, при наименьших нагрузках составляет U_1, при наибольших $-U_2$.

Действительные напряжения на шинах этой подстанции при коэффициенте трансформации k будут:

$$U_1' = \frac{U_1}{k} \quad \text{и} \quad U_2' = \frac{U_2}{k}.$$

Обозначим номинальное напряжение сети, отходящей от шин вторичного напряжения подстанции $U_н$. Допуская на шинах подстанции при наибольших нагрузках повышение напряжения $U_{пов}$ (по отношению к $U_н$), а при наименьших нагрузках — понижение напряжения $U_{пон}$, можно найти потери напряжения, которые должны быть скомпенсированы синхронными компенсаторами.

Режим наименьших нагрузок

$$U_0' = U_н - U_{пон} - U_1' = U_н - U_{пон} - \frac{U_1}{k}. \qquad (12\text{-}23)$$

Разность первых двух членов правой части уравнения дает желательное напряжение на подстанции. Вычитая из этой величины напряжение U_1', получающееся без синхронных компенсаторов, найдем потерю напряжения, которую необходимо скомпенсировать синхронными компенсаторами.

Для режима наибольших нагрузок можно написать:

$$U_0'' = U_н + U_{пов} - U_2' = U_н + U_{пов} - \frac{U_2}{k}. \qquad (12\text{-}24)$$

Деля почленно (12-23) и (12-24) друг на друга, получаем:

$$\frac{U_0'}{U_0''} = \frac{k(U_н - U_{пон}) - U_1}{k(U_н + U_{пов}) - U_2}. \qquad (12\text{-}25)$$

Обозначим через $Q_к$ мощность синхронного компенсатора при перевозбуждении, а через X_1 и X_2 — сопротивления сети, соответствующие режимам наименьших и наибольших нагрузок. Помня, что при полном использовании компенсатора его мощность при недовозбуждении должна быть $0{,}5Q_к$, можно уравнение (12-19) представить в виде:

для режима наименьших нагрузок

$$-0{,}5Q_к = \frac{U_0'(U_н - U_{пон})}{X_1};$$

для режима наибольших нагрузок

$$Q_к = \frac{U_0''(U_н + U_{пов})}{X_2}.$$

Деля почленно друг на друга два последних уравнения, получим:

$$0{,}5 = \frac{U_0'(U_н - U_{пон})X_2}{U_0''(U_н + U_{пов})X_1},$$

или

$$\frac{U_0'}{U_0''} = -\frac{0{,}5(U_н + U_{пов})X_1}{(U_н - U_{пон})X_2}. \qquad (12\text{-}26)$$

Приравнивая правые части (12-25) и (12-26), найдем:

$$-\frac{0{,}5(U_н + U_{пов})X_1}{(U_н - U_{пон})X_2} = \frac{k(U_н - U_{пон}) - U_1}{k(U_н + U_{пов}) - U_2}. \qquad (12\text{-}27)$$

Выведенное уравнение позволяет найти коэффициент трансформации трансформатора, при котором мощность компенсатора будет наименьшей.

Если предположить, что при наибольших нагрузках допускается понижение напряжения по отношению к номинальному, а при наименьших — повышение напряжения, то предыдущая формула получит вид:

$$-\frac{0{,}5\,(U_{н}-U_{пон})X_1}{(U_{н}+U_{пов})X_2}=\frac{k(U_{н}+U_{пов})-U_1}{k(U_{н}-U_{пон})-U_2}. \qquad (12\text{-}28)$$

При регулировании напряжения конденсаторами коэффициент трансформации трансформатора, при котором мощность батареи конденсаторов будет наименьшей, найдется следующим путем.

Конденсаторы могут работать, только генерируя реактивную мощность. Поэтому при наименьших нагрузках они не должны работать, т. е. напряжение при наименьших нагрузках, при правильном выборе коэффициента трансформации должно быть равно желаемому напряжению на шинах подстанции. Поставленному условию удовлетворит уравнение (12-23), если в нем U_0' приравнять нулю. Произведя эту операцию и решив уравнение относительно k, получим:

$$k=\frac{U_1}{U_{н}-U_{пон}}. \qquad (12\text{-}29)$$

Решение (12-27)—(12-29) приведет к величине, не соответствующей стандартным напряжениям ответвлений на трансформаторах. Необходимо выбрать то из ближайших стандартных ответвлений, при котором компенсаторы и конденсаторные батареи будут иметь наименьшую мощность.

Пример 12-3. Определить необходимую мощность синхронного компенсатора на подстанции *c* (рис. 12-24), работающей в сети 110 *кв*. Напряжение на шинах низшего напряжения подстанции должно быть на 5% выше номинального при наибольших нагрузках и равно номинальному при наименьших нагрузках. Номинальное напряжение сети 6 *кв*.

Напряжения на шинах низшего напряжения, отнесенные к сети высшего напряжения, после соответствующих расчетов определились равными: в период наибольших нагрузок — 95 *кв*, в период наименьших — 105 *кв*.

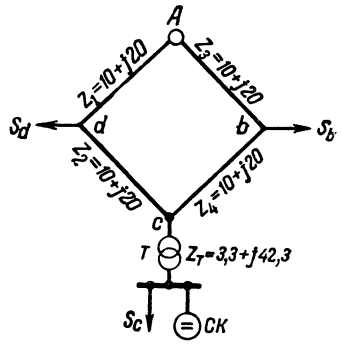


Рис. 12-24. Схема замкнутой сети.

При всех режимах работы схема сети остается неизменной — отключений линий сети и трансформаторов не производится.

Найдем напряжение ответвления трансформатора T подстанции *c*, которое соответствует наименьшей мощности компенсатора, пользуясь (12-27):

$$-\frac{0{,}5\,(U_{н}+U_{пов})\,X_1}{(U_{н}-U_{пон})\,X_2}=\frac{k\,(U_{н}-U_{пон})-U_1}{k\,(U_{н}+U_{пов})-U_2}.$$

Подставляя в нее величины, относящиеся к рассматриваемой сети, получаем:

$$-\frac{0{,}5\,(6+0{,}3)\,X_1}{(6-0)\,X_2}=\frac{k\,(6-0)-105}{k\,(6+0{,}3)-95}.$$

При $X_1=X_2$ решение последнего уравнения дает $k=16{,}6$,

Напряжение ответвления, которое следовало взять на трансформаторе, при номинальном напряжении вторичной обмотки его 6,6 *кв* определится равным:

$$u_{от}=6{,}6\cdot 16{,}5=109{,}5\ кв.$$

Ближайшим стандартным ответвлением является 110 *кв*.

При выбранном ответвлении действительные напряжения на шинах низшего напряжения подстанции будут:

в режиме наибольших нагрузок

$$U_2'=95\,\frac{6{,}6}{110}=5{,}7\ кв;$$

в режиме наименьших нагрузок

$$U_1'=105\,\frac{6{,}6}{110}=6{,}3\ кв.$$

Синхронный компенсатор при наименьших нагрузках должен снизить напряжение на $U_0'=6{,}3-6{,}0=0{,}3$ *кв*, а при наибольших нагрузках поднять напряжение на $U_0''=6{,}3-5{,}7=0{,}6$ *кв*.

Поскольку отношение $U_0':U_0''$ равно 0,5, определение мощности компенсатора можно вести по режиму наибольших или наименьших нагрузок:

$$Q_к=\frac{U_0''U_{2ж}}{X_2}.$$

Эквивалентное сопротивление сети и трансформатора составляет:

$$Z_э = \frac{(z_1 + z_2)(z_3 + z_4)}{z_1 + z_2 + z_3 + z_4} + Z_т =$$

$$= 10 + j20 + 3{,}3 + j42{,}3 = 13{,}3 + j62{,}3 \text{ ом},$$

откуда $X_2 = 62{,}3$ ом.

Сопротивления сети и трансформатора отнесены к напряжению высшего напряжения. Поскольку U_0'' и U_0' отнесены к шинам низшего напряжения, пересчитаем сопротивление сети также на вторичное напряжение:

$$X_2' = \frac{X_2}{k^2} = 62{,}3 \left(\frac{6{,}6}{110}\right)^2 = 0{,}272 \text{ ом}.$$

Подставляя полученные значения в формулу для определения мощности синхронных компенсаторов, получаем:

$$Q_к = \frac{0{,}6 \cdot 6{,}3}{0{,}272} = 13{,}9 \text{ Мва}.$$

Ближайшим стандартным является компенсатор мощностью 15 *Мва*.

Возможна установка двух синхронных компенсаторов по 7,5 *Мва*.

12-10. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ АКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ

Активные мощности влияют на потерю напряжения в сети, и потому теоретически их перераспределением можно вести частичное регулирование напряжения. Практически регулирование активных мощностей невозможно по следующим соображениям:

1. Количество и расположение электростанций в системе определяются наличием местных энергетических источников и запасов (реки, топливо), удобством подвоза топлива, экономически целесообразной мощностью электростанций и т. д. Размещение потребителей обусловливается наличием местного сырья, удобством транспорта и т. п. Взаимное расположение электростанций и потребителей является заданным и не подлежащим изменению; передвижка электростанции для улучшения режима напряжения сети невозможна.

Сооружение дополнительной станции из условия регулирования напряжения сети экономически оправдать нельзя.

2. При параллельной работе электростанций в системе каждая станция должна нести вполне определенную активную нагрузку. Эти экономически целесообразные нагрузки определяются рациональным использованием местных энергетических ресурсов, наименьшей стоимостью электроэнергии, обеспечением надежности работы системы и т. д.

Распределение активных нагрузок между электростанциями, не соответствующее экономически целесообразным нагрузкам их, приводит к ухудшению экономических показателей системы. Целесообразнее применить в системе специальные устройства для регулирования напряжения, а не перераспределять нагрузки между станциями.

Перераспределение активных мощностей не может поэтому рассматриваться как средство регулирования напряжения сети.

12-11. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЕМ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СЕТИ

В воздушных линиях с проводами крупных сечений большое влияние на потерю напряжения оказывают реактивное сопротивление линии и реактивная мощность, проходящая по сети. Соответственным изменением реактивного сопротивления сети можно, влияя на потерю напряжения в ней, улучшить режим напряжения у потребителей.

Одним из средств уменьшения реактивного сопротивления линий является продольная компенсация — последовательное включение в них конденсаторов (рис. 12-25).

Рассмотрим векторную диаграмму напряжений компенсированной и некомпенсированной линий. Без конденсаторов потеря напряжения в линии измеряется отрезком BM (рис. 12-26). При конденсаторах с сопротивлением $X_к$ потеря напряжения определится отрезком BN; она меньше, чем в линии без конденсаторов. Изменяя емкость конденсаторов, можно получить любую потерю напряжения в линии, доводя ее даже до отрицательной величины, когда напряжение в конце ли-

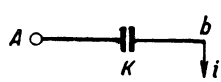


Рис. 12-25. Продольная компенсация линии.

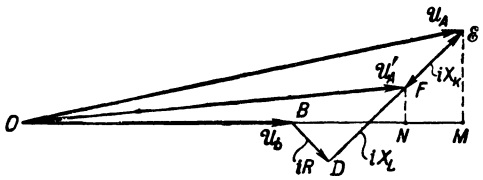


Рис. 12-26. Векторная диаграмма напряжений линии.

нии окажется выше, чем в начале. При равенстве индуктивного сопротивления линии емкостному сопротивлению конденсаторов потеря напряжения в линии определяется только активным сопротивлением.

Уменьшение потери напряжения в линии ведет к снижению отклонений напряжения на подстанциях, т. е. к улучшению режима напряжения у потребителей.

Последовательное включение конденсаторов целесообразно при нагрузках с относительно невысокими коэффициентами мощности. По мере уменьшения реактивной нагрузки потребителя снижается влияние конденсаторов на потерю напряжения в линии. При $\cos\varphi=1$ влияния конденсаторов практически ощущаться не будет. Сказанное легко проанализировать на векторной диаграмме напряжений линии, повертывая треугольник падения напряжения BDE (рис. 12-26) относительно точки B в направлении, обратном направлению вращения часовой стрелки.

Необходимое емкостное сопротивление конденсаторной батареи при заданной потере напряжения в линии найдется из уравнения

$$\Delta U = \frac{PR + Q(X_л - X_к)}{U}.$$

Зная $X_к$, определим число последовательно и параллельно выключенных конденсаторов (см. § 11-7).

Последовательное включение конденсаторов целесообразно только на воздушных линиях с большими сечениями проводов. При малых сечениях проводов из цветного металла, когда потеря напряжения в линии в основном определяется ее активным сопротивлением, включение конденсаторов почти не влияет на отклонения напряжения у потребителей. Значительное влияние на отклонения напряжения в сети продольная компенсация оказывает на линиях со стальными проводами небольших и средних сечений.

Регулирование напряжения линии последовательно включенными конденсаторами является незаменимым в случаях, когда потребители имеют резко переменные нагрузки, меняющиеся в промежутки времени, исчисляемые секундами или долями секунды. Применение других средств регулирования напряжения в некоторых подобных случаях не дает нужного результата; происходит запаздывание регулирования напряжения.

Последовательная компенсация применяется в настоящее время на линиях с напряжением до 500 *кв* включительно. Отметим, что этим мероприятием на линиях 220—500 *кв* в основном преследуется цель увеличения пропускной способности сети, а не регулирования напряжения.

При небольшой мощности конденсаторов и невысоких напряжениях сети они устанавливаются на опорах линии. Батареи конденсаторов большой мощности на линиях 35—500 *кв* устанавливаются на подстанциях на специальных платформах, изолированных от земли.

Расщепление проводов, применяемое на линиях 330—500 *кв*, как уже указывалось ранее, снижает индуктивное сопротивление линий. Расщеплять провода, исходя из условий регулирования напряжения, нецелесообразно. Усложняются и удорожаются конструкция линии, ее монтаж и эксплуатация. Снижается надежность работы линии. Расщепление проводов на линиях 330—500 *кв* диктуется необходимостью увеличить пропускную способность линии, уменьшить потери энергии на корону и отказаться от применения проводов с очень большими диаметрами.

Изменение сопротивления сети можно получить отключением и включением части линий, например отключением и включением одной из двух параллельных линий. При снижениях нагрузок для увеличения потери напряжения можно отключить одну из линий, при больших нагрузках— держать включенными обе линии.

Отключение части линий сети влечет за собой увеличение потерь элек-

троэнергии и снижение надежности питания потребителей, и потому этого способа регулирования напряжения применять не следует.

Действенным мероприятием является отключение части трансформаторов на подстанциях при малых нагрузках. Отключение трансформаторов, увеличивающее сопротивление сети при малых нагрузках, приводит к снижению напряжения на шинах вторичного напряжения подстанций. Включение трансформаторов при больших нагрузках уменьшает потерю напряжения в сети. Снижается размах отклонений напряжения на шинах подстанций и у электроприемников.

Трансформаторы являются очень надежными элементами систем, и потому работа подстанции с одним трансформатором вполне допустима. Кроме того, предусматривается автоматическое включение резерва. При выходе из работы трансформатора автоматически включается второй. Произойдет кратковременный перерыв электроснабжения (около 1 *сек*), который не отразится на работе потребителей.

Отключение трансформаторов при снижениях нагрузки целесообразно и по экономическим соображениям — уменьшаются потери электроэнергии.

12-12. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Наметим области применения устройств для регулирования напряжения в электрических системах. Твердого разграничения областей между разными видами регулирующих устройств быть не может; целесообразность применения того или иного устройства определяется рядом обстоятельств: протяженностью сети, ее схемой, стоимостью энергии, балансом реактивных мощностей в системе и т. д.

Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой получают с каждым годом все большее распространение.

Регулируемые трансформаторы малой мощности используются в местных сетях, в которых этот способ регулирования напряжения часто является экономически наиболее обоснованным. Многие линии местных сетей выполняются воздушными с небольшими сечениями проводов или кабельными. Потеря напряжения в них определяется активными, а не реактивными мощностями и сопротивлениями. Кроме того, местные сети часто питают потребителей с коэффициентом мощности, близким к 1 (городские и поселковые сети). При указанных условиях ни одно из средств регулирования напряжения, кроме регулируемых трансформаторов, не может быть применено для улучшения напряжения у потребителей.

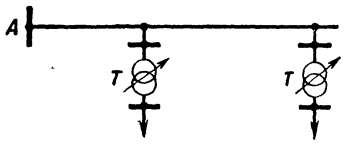


Рис. 12-27. Местное регулирование напряжения сети.

Регулируемые трансформаторы устанавливаются или у каждого потребителя (рис. 12-27), или на группу потребителей (рис. 12-28).

Установка регулируемого трансформатора на целый район называется центральной системой регулирования напряжения. Регулирование напряжения ведется по одной из точек сети — контрольной точке по напряжению. Эта точка выбирается так, чтобы напряжение в ней в наибольшей степени характеризовали отклонения напряжения во всех остальных точках сети. Регулирование напряжения на подстанции *A* ведется дежурным персоналом или автоматически.

Установка регулируемых трансформаторов у отдельных потребителей носит название системы местного регулирования напряжения.

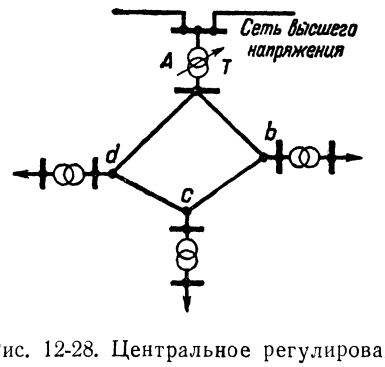


Рис. 12-28. Центральное регулирование напряжения сети.

Центральная система регулирования напряжения является более дешевой: затраты на ее устройства меньше, чем при местной системе регулирования напряжения. Ограничением к применению центральной системы регулирования напряжения являются большие расхождения в отклонениях напряжения у разных потребителей вследствие разных графиков их нагрузок, а также из-за разных режимов работы сети. Не следует забывать, что от подстанций *b*, *c* и *d* рис. 12-28) отходят сети местного значения и вызванные ими отклонения напряжения накладываются на отклонения напряжения сети высшего напряжения.

Встречное регулирование напряжения на шинах каждой подстанции можно получить только при системе местного регулирования.

Регулируемые трансформаторы, автотрансформаторы и вольтодобавочные трансформаторы используются для деления сетей большой протяженности на отдельные части, независимые друг от друга по напряжению.

Представим сеть системы, питаемую от двух электростанций: A_1 и A_2 (рис. 12-29). Точки *B*, *C* и *D* сети характеризуются большими отклонениями напряжения. Последнее обусловливается резкими изменениями режима работы системы (например, авария на одной из линий головного участка сети). Получить одновременно во всех точках сети напряжения, не выходящие за пределы допускаемых, не представляется возможным из-за большой протяженности сети и больших потерь напряжения в ней. Устанавливая в одной части сети нужные напряжения, в другой получаем недопустимые отклонения напряжения и обратно. Задача решается путем установки разделяющего регулируемого трансформатора или автотрансформатора *T* (рис. 12-29).

Установка вольтодобавочного трансформатора в точке *D* устраняет ряд затруднений, связанных с регулированием напряжения. В этом случае сети, лежащие вправо и влево от точки *D*, становятся разделенными в отношении напряжений и регулирование напряжения в них может вестись независимо друг от друга.

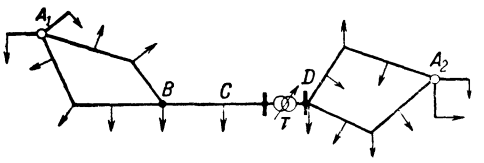


Рис. 12-29. Вольтодобавочный автотрансформатор (трансформатор) в электрической системе.

Для удешевления стоимости вольтодобавочного трансформатора он должен включаться в точке с возможно меньшим потоком мощности. Положение вольтодобавочного трансформатора определяется и тем, чтобы использование имеющихся средств регулирования позволило в каждой из частей сети получить нужные напряжения. Высказанная мысль становится понятной, если представить включение вольтодобавочного трансформатора в сети на рис. 12-29 в точке *D*, а другой раз — на выводах электростанции A_1. Во втором случае вся сеть направо от станции A_1 будет связанной по напряжениям и добиться допускаемых отклонений напряжения в ней невозможно.

Широкое распространение нашли трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой для связи электрических систем.

В точках примыкания систем *1* и *2* (рис. 12-30) к соединяющей линии *AB* необходимо установить регулируемые трансформаторы *T*. Они дают возможность независимого регулирования напряжения в каждой из систем.

Рассмотрим теперь районную сеть, питаемую в точке *A* (рис. 12-31), полагая, что при разных режимах работы сети отклонения напряжения выходят за допускаемые пределы у ряда потребителей. Большие отклонения напряжения могут получаться в точках *d*, *c* и *b* при выходе из работы участков *Ad*, *Ac* и *Ab*, если эти участки выполнены одноцепными линиями.

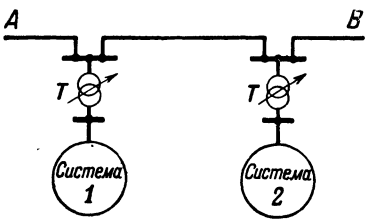


Рис. 12-30. Схема электрической системы.

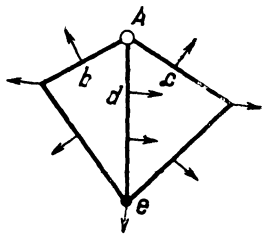


Рис. 12-31. Схема сети системы.

При регулировании напряжения в такой сети регулируемыми трансформаторами они должны быть установлены на всех подстанциях.

Более дешевое решение может получиться, если в точке *e* поставить конденсаторы (синхронные компенсаторы). Генерация реактивной мощности в точке *e* разгрузит частично линии *Abe*, *Ace* и *Ade* сети от реактивных мощностей и приведет к повышению напряжения во всех точках сети. При не очень строгих требованиях к регулированию напряжения установка конденсаторов в точке *e* позволит получить нужные напряжения у всех потребителей. В некоторых случаях может потребоваться установка конденсаторов в двух и более точках сети.

В случае требования иметь встречное регулирование на шинах низшего напряжения всех подстанций конденсаторы придется поставить на всех подстанциях.

Применение конденсаторов и синхронных компенсаторов для регулирования напряжения может оказаться более выгодным даже тогда, когда стоимость их выше, чем регулируемых трансформаторов, что объясняется следующими обстоятельствами:

1. Конденсаторы и компенсаторы повышают общий уровень напряжения и уменьшают реактивные мощности по линиям сети. Уменьшаются расходы на мощность на электростанциях, необходимую для покрытия потерь мощности в системе.

2. Экономическая целесообразность мероприятия не определяется только капитальными затратами. Решающими являются расчетные затраты, в которые входят и эксплуатационные расходы.

При регулируемых трансформаторах потери электроэнергии в сети остаются неизменными; стоимость эксплуатации сети возрастает на амортизацию и ремонт регулирующих устройств. При конденсаторах благодаря уменьшению реактивных мощностей, проходящих по сети, и повышению уровня напряжения сети потери мощности и энергии в ней снижаются— уменьшаются эксплуатационные расходы. Затраты, связанные с установкой конденсаторов, и потери энергии в них увеличивают эксплуатационные расходы. В протяженных сетях потери мощности и энергии в сети снижаются настолько, что они покрывают расходы, связанные с установкой конденсаторов (синхронных компенсаторов).

Экономически целесообразное решение вопроса регулирования напряжения в электрических системах обычно получается при сочетании работы разных средств регулирования напряжения.

В заключение отметим, что выбор регулирующих напряжение устройств в основном зависит от требований, поставленных к отклонениям напряжения у потребителей.

Глава тринадцатая

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПОСТРОЕНИЯ СХЕМ СЕТЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

13-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Для правильного понимания требований к надежности электроснабжения электроприемников ознакомимся с терминологией, принятой в «Правилах устройства».

1. Центр питания (ЦП) — распределительное устройство генераторного напряжения электростанции или распределительное устройство вторичного напряжения понизительной подстанции.

2. Для обозначения обязательности выполнения требований применяются

термины «должно», «необходимо» и «следует».

3. Термин «рекомендуется» означает, что это решение является одним из лучших, но не обязательным.

4. Термин «допускается» означает, что данное решение является вынужденным из-за стесненных условий, отсутствия необходимого оборудования, материалов и т. д.

По степени ответственности электроснабжения «Правила устройства» подразделяют электроприемники на три категории:

Категория 1—электроприемники, прекращение работы которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение работы особо важных элементов городского хозяйства.

В качестве примеров электроприемников категории 1 можно привести следующие:

1. Электрифицированный железнодорожный транспорт. Прекращение движения товарных и пассажирских поездов связано с большими народнохозяйственными убытками, расстройством деятельности большого района и нарушением жизни большого числа людей.

2. Алюминиевый завод—перерыв электроснабжения приводит к длительному расстройству сложного технологического процесса. Перерыв электроснабжения на 5—25 *мин* влечет порчу оборудования глиноземного цеха, а перерыв свыше 2 *ч*—замораживание ванн цеха электролиза; потребуется частичный демонтаж их. Ущерб от порчи основного оборудования завода и недодачи продукции несравненно больше затрат, связанных с резервированием электроснабжения завода.

3. Азотно-туковый завод, вырабатывающий аммиак и минеральные удобрения — аммиачную селитру. Производство с непрерывным технологическим процессом, настройка которого требует продолжительного времени. В цехе электролиза воды возможны образование гремучей смеси и взрыв ее с разрушением оборудования и человеческими жертвами.

4. Газовые шахты — шахты, в которых выделяются вредные для здоровья людей и взрывоопасные газы. При остановке вентиляции шахты все люди, работающие под землей, должны быть подняты наверх.

5. Трамвай и троллейбус — прекращение движения их ведет к расстройству жизни всего города.

6. Сооружения в городах с массовым скоплением людей (более 600 чел.), действующие при искусственном освещении (театры, кино, клубы, универмаги, крупные стадионы и т. д.).

7. Особые технические установки в городах — узлы радиосвязи, телеграф, телефонные станции, противопожарные и водопроводные установки и т. д.

8. Особые лечебные помещения—операционные, палаты больниц, пункты неотложной помощи.

Категория 2—электроприемники, перерыв электроснабжения которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских жителей.

К электроприемникам категории 2 относится большинство электродвигателей промышленных предприятий, например металлообрабатывающих заводов, текстильных фабрик, предприятий пищевой промышленности и т. д.

К этой же категории относятся электроприемники всех городских зданий высотой более пяти этажей, административно-общественных зданий, лечебных и детских учреждений, школ, учебных заведений и групп городских потребителей с общей нагрузкой до 3 *Мва*.

Категория 3—все остальные электроприемники, не подходящие под определение категорий 1 и 2, например электроприемники цехов несерийного производства, вспомогательных цехов, складов, небольших поселков и т. д.

В городах к категории 3 относятся отдельные здания высотой до пяти этажей.

По «Правилам устройства» электроприемники категории 1 должны обеспечиваться электроэнергией не менее чем от двух независимых источников питания. Перерыв

электроснабжения не должен превышать времени, необходимого для автоматического ввода резервного питания. Независимым источником питания считается такой, на котором сохраняется напряжение при исчезновении его на других источниках.

Независимыми источниками питания считаются:

1) распределительные устройства двух или более центров питания—электростанций или подстанций;

2) каждая из секций сборных шин электростанции, подстанции и распределительного пункта; секции сборных шин должны быть не связаны между собой или иметь связь (выключатель), автоматически отключаемую при нарушении работы одной из секций сборных шин.

При небольшой мощности электроприемников категории 1 в качестве второго независимого источника питания можно использовать передвижные электростанции, аккумуляторные батареи, генераторы с двигателями внутреннего сгорания и т. п., а также перемычки в сети низшего напряжения от ближайшего пункта, имеющего независимое питание с автоматическим включением резерва.

Для электроприемников категории 2 допускается перерыв электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной бригадой.

Учитывая надежность работы воздушных линий напряжением 6 *кв* и выше и возможность быстрого отыскания и исправления их повреждений, допускается осуществлять питание электроприемников категории 2 по одной воздушной линии. Одна линия кабельной сети должна расщепляться не менее чем на два кабеля, по концам каждого из которых устанавливаются разъединители. Эти разъединители позволяют отключать поврежденный кабель, оставляя здоровые в работе.

В городских сетях с приемниками категории 2 для скорейшего ввода резерва рекомендуется применение автоматических или телемеханических устройств.

Для электроприемников категории 3 допускаются перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента электрической системы, но не более чем на 1 сутки.

13-2. НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Прежде чем перейти к изучению вопроса построения схем электрических систем, ознакомимся с областями применения сетей разных напряжений.

Выбор напряжения, производимый на основе технико-экономического сравнения, является одной из основных задач проектирования системы.

Большой опыт проектирования сетей часто позволяет обойтись без этих расчетов. Напряжение сети выбирается на основе расчетов, проделанных для аналогичных условий. В случаях, вызывающих сомнение в целесообразности применения того или иного напряжения, технико-экономическое сравнение вариантов сети с разными напряжениями обязательно. При вариантах, имеющих близкие экономические показатели, предпочтение отдается варианту сети более высокого напряжения. По «Правилам устройства» вариант сети более высокого напряжения принимается и в случаях, когда его экономические показатели хуже на 10—15%, чем варианта сети более низкого напряжения.

Указанное положение объясняется следующими соображениями:

1. Электрическая сеть проектируется на нагрузки, ожидаемые через 5—10 лет. Эти нагрузки не являются предельными; по мере развития районов потребителей нагрузки будут непрерывно возрастать. Сеть высшего напряжения имеет больший запас пропускной способности.

2. Появляющиеся новые удаленные или мощные потребители требуют для присоединения к сети более высокого напряжения меньших затрат.

3. Сеть высшего напряжения иногда имеет меньшее число линий и более простую схему, что облегчает ее эксплуатацию.

4. Сеть высшего напряжения требует для сооружения меньше цветного металла.

5. Потери энергии и мощности в сетях более высокого напряжения

меньше, чем в сети низшего напряжения.

Существующие коммунальные сети низкого напряжения работают при напряжениях 220/127 и 380/220 *в*.

Основным преимуществом напряжения 220/127 *в* является большая световая отдача (*люм/вт*) ламп накаливания 127 *в*, которая в среднем на 20% больше, чем ламп 220 *в*. При определении освещенности помещений мощность ламп накаливания в городах и поселках при напряжении сети 380/220 *в* будет больше на ту же величину. Необходимо увеличить пропускную способность сети, установить дополнительную мощность на электростанциях и выработать на них больше электроэнергии.

Вторым преимуществом сетей 220/127 *в* является бо́льшая безопасность людей, соприкасающихся с электротехническими установками, чем при напряжении 380/220 *в*. Строгое соблюдение «Правил устройства» позволяет обеспечить и при напряжении 380/220 *в* достаточную безопасность людей.

Большим преимуществом сетей 380/220 *в* являются значительно меньшие капитальные затраты на сооружение сети, что объясняется меньшим расходом цветного металла. Теоретическая потребность в цветном металле на сеть 220/127 *в* в 3 раза больше. Практически из-за округления теоретических сечений проводов до стандартных и ограничения в отношении наименьших допускаемых сечений и т. д. расход цветного металла в сетях 380/220 *в* получается примерно в 2 раза меньшим, чем при 220/127 *в*.

Кроме того, при напряжении 380/220 *в* имеется большая возможность применения стальных проводов, что ведет к дополнительной экономии цветного металла.

Значительное удешевление сети, большая экономия проводниковых материалов, постепенное внедрение новых источников света, например люминесцентных ламп, имеющих одинаковую светоотдачу при 127 и 220 *в*, и увеличение удельного веса нагрузок от бытовых электроприборов (электроплитки, утюги, стиральные машины, радиоприемники, телевизоры и т. д.) определили применение при сооружении новых и реконструкции работающих коммунальных распределительных сетей напряжения 380/220 *в*.

Существующие распределительные сети фабрично-заводских предприятий, питающих электродвигатели, работают при напряжениях 380 и 500 *в*. По проекту ГОСТ напряжение 500 *в* заменяется напряжением 660 *в*. Напряжение 660 *в* в $\sqrt{3}$ раз больше 380 *в*, что позволяет использовать одни и те же трансформаторы и электродвигатели для обоих напряжений; обмотки низкого напряжения машин соединяются в треугольник или звезду. Кроме того, при напряжении 660 *в* можно охватить больший район от одного источника питания (подстанции), что имеет существенное значение.

При напряжении силовой сети 500 *в* (660 *в*) в цехе сооружается независимая осветительная сеть 220/127 или 380/220 *в*, поскольку 220 *в*—высшее напряжение, на которое изготовляются лампы в СССР. На цеховых подстанциях, кроме силовых трансформаторов со вторичным напряжением 500 *в*, устанавливаются отдельные трансформаторы для питания осветительной сети. Последнее очень удорожает стоимость подстанций, увеличивает их объем и усложняет их эксплуатацию. Эти обстоятельства определили, что последнее время наиболее распространенным напряжением цеховых силовых сетей является 380/220 *в*. Но и при напряжении 380/220 *в* осветительная сеть, как правило, делается независимой от силовой. При совмещении осветительной и силовой сетей остановки, а в особенности пуска электродвигателей, вызывают колебания напряжения, связанные со значительными изменениями светового потока, отдаваемого лампами. Частые, значительные изменения освещенности рабочего места раздражают и утомляют рабочих.

Напряжение 500 *в* применяется для силовых сетей в отраслях промышленности, в которых средняя мощность электродвигателей и других электроприемников составляет несколько десятков киловатт. При таких электроприемниках сеть 500 *в* дает заметные экономические преимущества по сравнению с сетью 380 *в*.

Применение для электрификации

фабрично-заводских предприятий преимущественно напряжения 380 *в* при современном развитии техники нельзя считать оправданным.

В ряде случаев более рациональным является устройство всей основной цеховой сети на напряжении 500 *в* (660 *в*). Электродвигатели присоединяются к силовой сети. Люминесцентные лампы общего освещения включаются на фазное напряжение $500 : \sqrt{3} = 290$ *в* $(660 : \sqrt{3} = 380$ *в*), для чего осветительная сеть выполняется четырехпроводной. Лампы накаливания местного освещения присоединяются к сети 127 или 220 *в*, питаемой от сухих трансформаторов небольшой мощности с первичным напряжением 500 *в* (660 *в*). Эти трансформаторы подвешивают на колоннах, потолках и т. п., не занимая производственных площадей. Опыт зарубежных стран показывает, что такая схема уменьшает затраты на сооружение сети и ее эксплуатацию. Описанная схема одно время применялась и в СССР.

Остановимся на выборе напряжения для коммунальных и фабрично-заводских сетей высокого напряжения.

По действующему стандарту эти сети можно выполнить на напряжения 3, 6 и 10 *кв*.

Первое из этих напряжений в настоящее время почти не применяется; широко используются напряжения 6 и 10 *кв*. Стоимость аппаратуры (выключатели, разъединители и т. д.), необходимой для работы сети при напряжениях 6 и 10 *кв*, примерно одинакова. При напряжении 10 *кв* стоимость сети за счет уменьшения сечений проводов и жил кабелей получится меньшей, чем при 6 *кв*. Следовательно, напряжение 10 *кв*, как правило, приведет к снижению затрат на утройство сети, цветного металла и потерь энергии.

Опыт эксплуатации и работы, выполненные проектными организациями и научно-исследовательскими институтами, показывают, что при электрификации больших городов и мощных заводских предприятий целесообразно применение напряжений 35—110 и даже 220 *кв*. На территории города или завода сооружаются подстанции «глубокого ввода высокого напряжения» с первичным напряжением 35—220 *кв*, от которых отходят линии 6—10 *кв* распределительной сети.

В районных сетях используются напряжения 35—220 *кв*. Чем больше передаваемая мощность и расстояния до потребителей от электростанций, тем целесообразнее применение более высоких напряжений. Межсистемные связи и дальние электропередачи выполняются на напряжениях 300—500 *кв*. Выбор напряжения производится на основе технико-экономических расчетов.

Экономическое сравнение вариантов выполнения сети при разных напряжениях нужно вести развернуто. Сначала для каждого из напряжений находится экономически выгодное решение, а потом наиболее целесообразные варианты для разных напряжений сети сравниваются между собой.

Определяющими при сравнении вариантов выполнения сети являются расчетные затраты, которые можно выразить по (5-30) через себестоимость потерянной электроэнергии β

$$З = И_э + \Delta P \tau \beta + \\ + \alpha_н (K_с + k_м k_р \Delta P k^0_{эс})$$

или расчетную стоимость потерянной электроэнергии [см. (5-29)]

$$C = b + \frac{k_м k_р}{\tau} (c + \alpha_н k^0_{эс})$$

в виде

$$З = И + \alpha_н K_с.$$

Результаты расчетов по обеим формулам, как было показано в гл. 5, одинаковы.

При сравнении вариантов целесообразнее пользоваться расчетными затратами, найденными по себестоимости потерянной электроэнергии. Представим их в несколько ином виде:

$$З = И_э + \Delta P \tau \beta + \alpha_н K_с + \alpha_н k_м k_р \Delta P k^0_{эс}.$$

Наличие в явном виде члена $\alpha_н k_м k_р \Delta P k^0_{эс}$, показывающего расходы, связанные с потерями мощности в сети,

легче позволяет анализировать влияние разных факторов на стоимость того или иного варианта.

Определив расчетные затраты для разных вариантов выполнения сети, принимают вариант с наименьшими расчетными затратами. При близких экономических показателях по соображениям, указанным ранее, предпочтение отдается варианту сети более высокого напряжения.

Формула (5-34) используется и при выборе наиболее целесообразного варианта схемы электрической системы при одинаковом напряжении сети.

13-3. ТРЕБОВАНИЯ К СХЕМАМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Построению схем электрических систем следует уделять большое внимание, поскольку структура схемы во многом определяет технико-экономические характеристики системы.

Основными требованиями к схемам электрических систем (сетей) являются следующие:

1. Надежность работы электрической системы. Схема системы (сети) должна соответствовать требованиям к надежности электроснабжения потребителей и отдельных их электроприемников.

Перерывы электроснабжения потребителей, вызывающие простои промышленных предприятий и нарушения нормальной жизни городов, приводят к большим народнохозяйственным убыткам.

В ряде случаев внезапное отключение потребителей может повлечь за собой несчастные случаи с людьми, порчу основного оборудования промышленных предприятий и другие тяжелые последствия.

Одним из свойств надежной схемы является гибкость — приспособленность ее к разным возможным режимам работы системы. Режимы электрических систем, обусловленные изменениями мощности, отдаваемой отдельными станциями в разное время года и суток, и изменениями нагрузок потребителей, крайне разнообразны. Особенно резкие изменения режимов работы систем наступают при авариях — внезапных отключениях линий сети, агрегатов электростанций, а иногда и электростанций целиком.

Схема системы должна позволять производить ремонты генераторов, трансформаторов, линий сети и отдельных аппаратов.

При всех режимах работы системы необходимо обеспечить требуемую надежность электроснабжения.

Схема электрической системы, не обладающая нужной гибкостью, крайне затруднит эксплуатацию, вызовет неоправданные перерывы электроснабжения части потребителей и ухудшит экономические показатели работы системы.

Надежность работы электрической системы достигается рядом технических средств. На электростанциях предусматривается резервная мощность. Потребители, не допускающие перерывов электроснабжения, получают питание по резервированной сети; повреждение одного из участков ее не влечет прекращения подачи электроэнергии потребителям. На подстанциях с нагрузками категории 1 устанавливается не менее двух трансформаторов. Предусматриваются автоматические устройства, обеспечивающие отключение поврежденного элемента установки, включение резервных элементов и т. д.

2. Экономичность сооружения и работы электрической системы. Схема системы должна обеспечить не только соответствующую степень надежности, но и экономичность сооружения и эксплуатации системы.

Схемы систем с наименьшими эксплуатационными расходами часто не соответствуют схемам, требующим наименьших затрат на их сооружение. Например, в ряде случаев целесообразно установить у потребителей конденсаторы. Стоимость установки возрастает, а эксплуатационные расходы снижаются. Объединение на параллельную работу электрических систем и присоединение отдельных электростанций к системам требуют иногда значительных дополнительных капиталовложений и в то же время заметно снижают суммарные эксплуатационные расходы.

Выбор варианта при проектировании схемы системы производится на основе сравнения технических качеств, затрат на сооружение и эксплуатаци-

онных расходов разных вариантов сети. Согласно «Правилам устройства» срок окупаемости дополнительных затрат принимается в 8 лет (коэффициент эффективности 12,5%).

Экономичность работы системы следует оценивать не только по ее эксплуатационным расходам; нужно учитывать и эксплуатационные расходы потребителей.

В системе без необходимого резервирования электроснабжения эксплуатационные расходы будут меньшими, чем в системе с нужной степенью резервирования. Например, сооружение сети, состоящей из одиночных нерезервированных линий, подстанций с одним трансформатором и т. п., потребует меньше капитальных затрат и снизит эксплуатационные расходы системы. Учитывая же убытки народного хозяйства от простоев промышленных предприятий в нерезервированной системе, в ряде случаев получим, что сооружение такой системы нерационально.

Произведенные исследования [Л. 46] показали, что народнохозяйственные убытки при перерывах электроснабжения изменяются в очень широких пределах и зависят от типа промышленного предприятия.

Народнохозяйственный ущерб при остановке работы предприятия слагается из ущербов от: а) недовыработки продукции; б) простоя рабочей силы; в) брака продукции за время простоя; г) порчи оборудования; д) расстройства технологического процесса и е) общецеховых и общезаводских расходов. Отметим, что остановка предприятий не обязательно связана со всеми перечисленными расходами. Порча оборудования и брак продукции происходят далеко не на каждом промышленном предприятии, остановившемся от перерыва электроснабжения. Прекращение работы предприятия не всегда влечет такое расстройство технологического процесса, которое связано с длительным восстановлением его, большими расходами и т. д.

Народнохозяйственный ущерб при внезапном прекращении подачи электроэнергии ткацкой фабрики показан на диаграмме на рис. 13-1. По оси абсцисс отложена длительность перерыва электроснабжения, а по оси ординат — удельный народнохозяйственный ущерб в рублях на каждый недоданный фабрике киловатт-час электроэнергии. При перерыве электроснабжения на 1—3 *ч* народнохозяйственный ущерб составляет 30—25 *руб/квт·ч*. Основной составляющей ущерба является ущерб от недовыработки продукции.

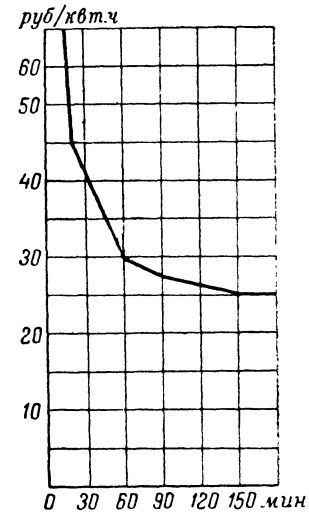


Рис. 13-1. Зависимость ущерба от продолжительности перерыва электроснабжения по ткацкой фабрике.

Фактический простой предприятия в ряде случаев значительно больше длительности перерыва электроснабжения. Это положение иллюстрируется диаграммой на рис. 13-2, полученной для крупного электромашиностроительного завода, изготовляющего мощные генераторы. По оси абсцисс отложена длительность перерывов подачи электроэнергии, а по оси ординат — фактический простой завода. Особо резкое увеличение простоя завода начинается после 2-часового перерыва электроснабжения. Объясняется это простоем кислородной станции и литейной, обеспечивающих работу заготовительных и выпускающих цехов. При перерыве электроснабжения более 2 *ч* восстановление работы кислородной станции требует примерно 20 *ч*. Зависимость народнохозяйственного ущерба *(руб/квт·ч)* от длительности перерыва электроснабжения для этого крупного электромашиностроительного завода показана на диаграммме на рис. 13-3. 3-часовой перерыв подачи

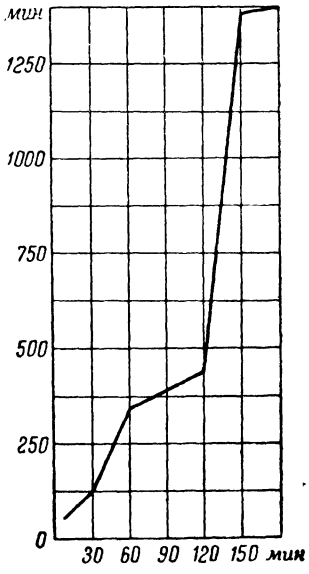


Рис. 13-2. Простой завода электропромышленности в зависимости от длительности перерыва электроснабжения.

энергии приводит к народнохозяйственному ущербу около 3 млн. руб.

Необходимо указать, что остановка ряда предприятий приводит к меньшему народнохозяйственному ущербу [Л. 46]. Например, для обследованных угольных шахт ущерб составляет 5—12 *руб/квт·ч*, меднорудных шахт — около 1 *руб/квт·ч*, завода по производству аммиака — 7 *руб/квт·ч*.

Особенно большой народнохозяйственный ущерб получается, если перерыв электроснабжения приводит к порче оборудования или браку продукции. Для одной из обследованных отделочных фабрик, на которой происходят крашение хлопчатобумажных тканей, печатание рисунка и т. д., перерыв электроснабжения на 30 *мин* обусловливает ущерб 800 *руб/квт·ч*. Происходит порча значительного количества готовой продукции и полуфабриката. Если длительность перерыва превышает 30 *мин*, то удельный народнохозяйственный ущерб снижается до 300 руб. на каждый недоданный фабрике киловатт-час электроэнергии.

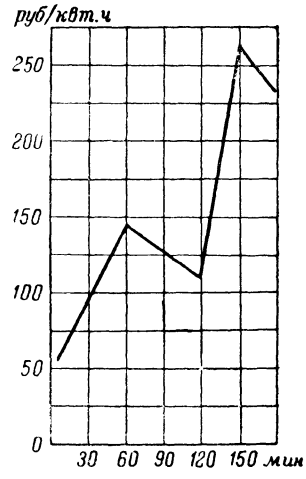


Рис. 13-3. Народнохозяйственный ущерб в зависимости от продолжительности перерыва электроснабжения.

Величина удельного народнохозяйственного ущерба (*руб/квт·ч*) в значительной степени зависит от электроемкости предприятия. Как правило, уменьшение расхода электроэнергии на единицу продукции предприятия ведет к повышению удельного ущерба.

3. Высокое качество электроэнергии. Качество электроэнергии определяется напряжением и частотой переменного тока. Поддержание частоты в нужных пределах обеспечивается соответствующим резервом энергетической системы и автоматическими регулирующими устройствами. Схема должна предусматривать достаточно надежные связи между электростанциями системы с тем, чтобы не произошло распада системы на отдельные, несинхронно работающие части. При распаде системы, даже при наличии в ней необходимого резерва мощности, в отдельных частях ее может оказаться дефицит генераторной мощности, что приведет к снижению частоты за регламентированный предел и отключение части потребителей.

Напряжения на шинах электростанций и подстанций и на зажимах электроприемников изменяются в течение суток и года. Большие изменения напряжения в некоторых точках системы наступают в послеаварийных режимах, т. е. при внезапных отключениях генераторов, синхронных компенсаторов, линий сети т. д.

Напряжение при возможных нормальных и послеаварийных режимах во всех точках электрических систем должно поддерживаться в строго установленных пределах. Величины напряжений на шинах вторичного напряжения подстанций, от которых отходят линии распределительных сетей

к потребителям, зависят от потерь напряжения в элементах системы, а следовательно, и от схемы системы.

Для поддержания напряжения в нужных границах часто приходится предусматривать ряд специальных мероприятий: установку конденсаторов, синхронных компенсаторов, регулируемых трансформаторов, работу сети по замкнутой схеме и др.

13-4. МАГИСТРАЛЬНЫЕ НЕРЕЗЕРВИРОВАННЫЕ СЕТИ

Простейшим типом электрической сети является магистральная нерезервированная сеть, состоящая из одиночных линий, каждая из которых питает несколько нагрузок (см. рис. В-8).

На рис. 13-4 изображена схема магистральной нерезервированной сети двух напряжений. К нерезервированной магистральной линии распределительной сети 6—10 *кв* присоединены трансформаторные подстанции *ТП*, от шин вторичного напряжения которых отходят нерезервированные магистральные линии распределительной сети низкого напряжения 380/220 *в*.

В сети установлены аппараты (рубильники, разъединители, выключатели), не показанные на схеме, позволяющие производить необходимые эксплуатационные операции и отключения участков сети для ремонтов при работе всей остальной части сети.

Сеть оборудуется специальной защитой, обеспечивающей отключение поврежденного элемента, а не всей сети, выполняемой следующим образом:

1. Линия 6—10 *кв* присоединяется к шинам источника питания *А* через выключатель *В*, снабженный релейной защитой, отключающей эту линию при повреждениях. Для повышения надежности электроснабжения потребителей выключатель *В* оборудуется устройством автоматического повторного включения.

Эксплуатация воздушных линий высокого напряжения показала, что большинство замыканий на них, вызывающих отключения, имеет преходящий характер. Достаточно снять напряжения с линии (отключить выключатель *В*) на несколько секунд или даже на доли секунды, как замыкание исчезает и линия снова годна для работы. Большинство замыканий на линиях не сопровождается разрушением изоляции. В качестве примеров таких замыканий можно привести перекрытия при перенапряжениях линейных изоляторов (без их разрушения), электрическую дугу между проводами разных фаз, возникшую при качаниях или подпрыгивании проводов, и т. д. При отключении преходящих замыканий возникшая электрическая дуга гаснет и после повторного включения линии через промежуток времени, достаточный для деионизации дугового столба, вновь не возникает.

Устранение преходящих замыканий на линиях осуществляется автоматическим повторным включением. При повреждении линии высокого напряжения и преходящих замыканиях выключатель *В* (рис. 13-4) отключается, а затем, примерно через 1 *сек*, снова включается. Если на линии было преходящее замыкание, она останется в работе. Кратковременный перерыв электроснабжения потребителями

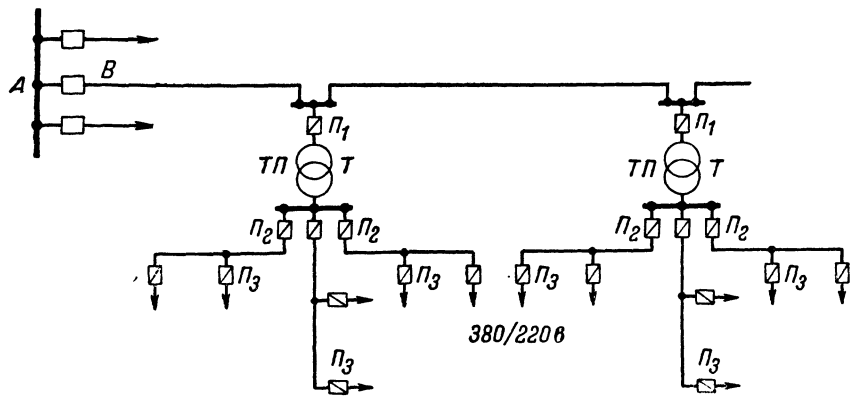


Рис. 13-4. Магистральная нерезервированная сеть двух напряжений.

практически не ощущается. В случае повреждения линии она повторно отключается и подача электроэнергии потребителям прекращается. Опыт эксплуатации воздушных линий показывает, что в 75—85% случаев линия остается в работе. Низшая цифра относится к сетям 6—10 *кв*, высшая— к сетям 110—220 *кв*.

Имеются установки, в которых цикл автоматического включения линии повторяется 2—3 раза. При трехкратном автоматическом включении на линиях 110—220 *кв* в 90—95% случаев линия остается в работе.

Автоматическое повторное включение применяется и на кабельных линиях. Эффективность этого мероприятия в кабельных сетях значительно ниже, чем в воздушных, поскольку замыкания в кабелях всегда связаны с повреждением изоляции. Автоматическое повторное включение в таких сетях восстановит электроснабжение при преходящих замыканиях, например при перекрытии на шинах высшего напряжения подстанции, возникшем при перегорании предохранителя, и т. п.

2. Устанавливают плавкие предохранители $П_3$ на всех вводах к потребителям. При повреждении во внутренней сети одного из потребителей перегорит соответствующий предохранитель и отсоединит поврежденный участок сети. Все остальные потребители продолжают получать электроэнергию.

3. Монтируются плавкие предохранители $П_2$ на всех линиях распределительной сети низкого напряжения, которые отключают только поврежденный участок сети.

4. Устанавливаются плавкие предохранители $П_1$, отключающие поврежденный трансформатор.

Отметим, что трансформаторы T присоединяются к сети через разъединители. При трансформаторах, токи холостого хода которых нельзя отключать разъединителями, устанавливаются выключатели нагрузки.

По решению Технического управления б. Министерства электростанций [Л. 47] разрешается отключение токов холостого хода следующих трансформаторов разъединителями, установленными на стороне высшего напряжения:

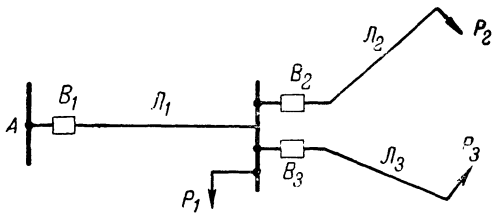


Рис. 13-5. Нерезервированная сеть с выключателями на каждой линии.

1) при напряжении первичной обмотки 110 *кв*—мощностью не выше 10 *Мва**; 2) при напряжении первичной обмотки 35 *кв* —мощностью не выше 7,5 *Мва*; 3) при напряжении первичной обмотки 20 *кв*— мощностью не выше 3,2 *Мва*; 4) при напряжении первичной обмотки до 10 *кв* — мощностью не выше 750 *ква*.

Произведенное рассмотрение работы защиты сети показывает, что повреждение элемента нерезервированной сети приводит к отключению части потребителей. Чем ближе к шинам источника питания A произошло повреждение, тем большее число потребителей остается без электроэнергии. Защита сети ограничивает только район распространения аварии.

Для повышения надежности нерезервированной сети высокого напряжения, состоящей из нескольких линий (рис. 13-5), можно, кроме выключателя B_1, установить дополнительные выключатели B_2 и B_3 в начале каждой из линий $Л_2$ и $Л_3$. Эти выключатели должны иметь автоматическое повторное включение, согласованное с повторным включением выключателя B_1. При замыкании на линиях $Л_2$ и $Л_3$ выключатель B_1 не должен отключаться.

Установка выключателей B_2 и B_3 требует дополнительных капитальных затрат, и потому решение об их установке должно быть оправдано технико-экономическими расчетами. Из-за возможно большой разницы в величинах нагрузок P_2 и P_3 или большой разницы длин линий $Л_2$ и $Л_3$ поставленную задачу следует решать для каждой линии отдельно.

Предположим, что выяснению подлежит целесообразность установки выключателя B_2 на линии $Л_2$.

* Последующие испытания показали, что разъединители 110 *кв* способны отключать токи холостого хода трансформаторов большей мощности.

При наличии выключателя B_2 все устойчивые замыкания на линии $Л_2$ будут отключаться этим выключателем. Без него устойчивые замыкания на линии $Л_2$ привели бы к отключению всех нагрузок P_1—P_3. Следовательно, установка выключателя B_2 уменьшает народнохозяйственный ущерб, обусловленный прекращением электроснабжения потребителей, на

$$У = \frac{n_у}{100} l_2 (P_1 + P_3) t_1 y_0 \text{ руб.}, \quad (13\text{-}1)$$

где $n_у$ — число устойчивых замыканий на 100 *км* линии в год;

l_2 — длина линии $Л_2$, *км*;

P_1 и P_3 — среднесуточные (среднегодовые) нагрузки сети, *квт*;

t_1 — время, необходимое для исправления повреждения линии, *ч*;

y_0 — удельный народнохозяйственный ущерб из-за внезапного прекращения электроснабжения потребителей, *руб/квт·ч*.

Число повреждений (устойчивых замыканий) в год на 100-*км* линии, учитывая происшедшие не только от перенапряжений, но и от обрывов и сближений проводов, падения опор и т. д., можно принять:

для воздушных линий 220 *кв* . .	0,15—0,20,
для воздушных линий 110 *кв* . .	0,5—0,7,
для воздушных линий 35 *кв* с подвесными стержневыми изоляторами	0,8—1,0,
для воздушных линий 35 *кв* со штыревыми изоляторами . . .	1—1,5,
для воздушных линий 6—10 *кв*	3,
для кабельных линий 6—10 *кв*	2—4.

Меньшие числа соответствуют районам со средней интенсивностью грозовой деятельности и средними климатическими условиями, бóльшие— грозовым районам с большими гололедами и ветрами.

Среднесуточные нагрузки линий, повреждения которых обусловлены грозовыми перенапряжениями, берутся за летние сутки. Для линий, устойчивые замыкания на которых обусловлены ветрами и гололедами, среднесуточные нагрузки берутся для периодов года, соответствующих этим явлениям. Если основную часть нагрузки создают промышленные предприятия, т. е. когда зимний и летний графики нагрузок относительно мало отличаются друг от друга, величины P_1 и P_3 в (13-1) принимаются равными среднегодовым нагрузкам.

Время, необходимое для исправления повреждений на линиях, в среднем можно принять равным:

для воздушных линий 220 *кв* . . .	10 *ч*,
для воздушных линий 35—110 *кв* с подвесными изоляторами	8—10 *ч*,
для воздушных линий 6—35 *кв* со штыревыми изоляторами	4—6 *ч*,
для кабельных линий 6—10 *кв* . . .	10—15 *ч*.

При проведении плановых ремонтов с отключением линий продолжительность этих ремонтов, отнесенная к 1 году, составляет для каждой линии 110—220 *кв* 175 *ч*, а для линии 35 *кв*—80 *ч*. В настоящее время громадное большинство плановых ремонтов проводится без отключения линии.

Удельный народнохозяйственный ущерб определяется для каждого конкретного потребителя. В среднем он может быть оценен около 10—15 *руб/квт·ч*.

Ежегодные расчетные затраты, связанные с выключателем B_2, стоимость которого с установкой оценивается в $K_В$ руб., составят:

$$З = (\alpha_н + \alpha_э) K_В. \quad (13\text{-}2)$$

Установка выключателя B_2 экономически будет оправдана в случае, когда

$$У \geqslant З,$$

т. е.

$$(\alpha_н + \alpha_э) K_В \leqslant \frac{n_у}{100} l_2 (P_1 + P_3) t_1 y_0. \quad (13\text{-}3)$$

Аналогично можно оценить экономическую эффективность установки выключателя B_3 (рис. 13-5) на линии $Л_3$ и установку выключателя B_2 (рис. 13-6), секционирующего магистральную линию.

Ввиду высокой стоимости выключателей для секционирования сети можно в ряде случаев применить отделители, снабженные релейной защитой, заменив ими выключатели B_2 и B_3 (рис. 13-5). Выключатель B_1 должен иметь двукратное автоматическое повторное включение, а циклы включений его — согласованы с уставкой

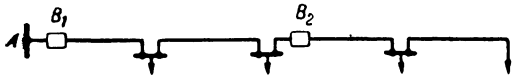


Рис. 13-6. Деление магистральной линии выключателем.

релейной защиты на отделителях. При замыканиях в сети в первую очередь отключается выключатель $В_1$. В случае преходящего замыкания включение его обеспечивает непрерывность электроснабжения всех потребителей. При устойчивом замыкании, например на линии $Л_2$, произойдет вторичное отключение выключателя $В_1$. Промежуток времени до второго включения выключателя должен быть больше времени отключения отделителя, установленного на линии $Л_2$. После вторичного включения выключателя $В_1$ без электроэнергии останется только потребитель, присоединенный к линии $Л_2$.

В сетях 6—35 *кв* выключатели и отделители в некоторых случаях можно заменить выключателями нагрузки с плавкими предохранителями $П_2$ и $П_3$ (рис. 13-7,*а*). На магистральных линиях 6—20 *кв* с ответвлениями (рис. 13-7,*б*) в начале последних иногда целесообразно, кроме разъединителей, установить и предохранители $П_2$—$П_5$.

При защите отдельных линий и ответвлений плавкие предохранители будут перегорать как при установившихся, так и при преходящих замыканиях. В случае преходящего замыкания, например на линии $Л_2$ (ответвлении $Л_2$), электроснабжение потребителей, присоединенных к ней, будет восстановлено после смены предохранителей $П_2$ и включения линии. Если сгоревший предохранитель находится в пункте, где нет постоянного дежурного персонала, то смена предохранителя и включение линии могут потребовать нескольких часов. Предохранители обеспечивают, следовательно, меньшую надежность электроснабжения потребителей, чем выключатели с соответствующей релейной защитой. Стоимость же установки предохранителей значительно ниже стоимости выключателей.

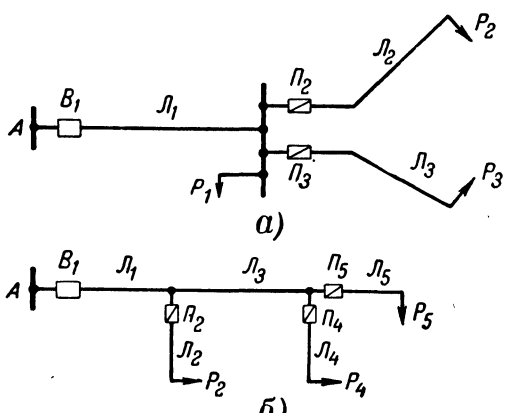


Рис. 13-7. Магистральная сеть.
а — с предохранителями на линиях;
б — с предохранителями на ответвлениях.

Экономическая целесообразность установки плавких предохранителей может быть оценена следующим образом [Л. 48].

Аварийный недоотпуск электроэнергии при автоматическом повторном включении на выключателе $В_1$ и глухом присоединении (без предохранителей) линий $Л_2$ и $Л_3$ (рис. 13-7,*а*) и ответвлений $Л_2$, $Л_4$ и $Л_5$ (рис. 13-7,*б*) определится равным:

$$A_1 = \frac{n_у}{100} l_Σ P_Σ t_1, \qquad (13\text{-}4)$$

где $l_Σ$ — протяженность всей сети, *км*;
$P_Σ$ — суммарная среднегодовая нагрузка сети, *квт*.

Остальные обозначения те же, что и в (13-1).

При установке плавких предохранителей на одной из линий или одном из ответвлений аварийный недоотпуск электроэнергии потребителям составит:

$$A_2 = \frac{n_у}{100}(l_Σ - l_0) P_Σ t_1 + \frac{n_п}{100} l_0 P_0 t_1 + \\ + \frac{n_у + n_п}{100} l_0 P_0 t_2, \qquad (13\text{-}5)$$

где l_0 и P_0 — длина и нагрузка линии (ответвления), защищенной предохранителями, *км* и *квт*;
$n_п$ — число преходящих замыканий в год на 100 *км* линии;
t_2 — длительность замены сгоревших предохранителей, *ч*.

Все остальные обозначения те же, что и ранее.

Установка предохранителей целесообразна, когда

$$(A_1 - A_2)\, y_0 \geqslant (\alpha_н + \alpha_э) K,$$

где K — капиталовложения, связанные с секционированием сети.

Количество преходящих замыканий на линиях, если принять успешное действие автоматического повторного включения равным 80%, в 4 раза больше числа устойчивых замыканий.

Наиболее целесообразное решение в сетях 6—20 *кв*—установка специальных предохранителей с автоматической заменой патрона со сгоревшей вставкой другим с целой вставкой. Некоторые предохранители имеют по 3 комплекта плавких вставок, что позволяет осуществить двухкратное автоматическое включение ответвлений. Номинальные токи предохранителей при такой системе защиты сети выбираются так, чтобы замыкания на ответвлениях не приводили к отключению выключателя B_1 (рис. 13-7). Последний должен работать только при замыканиях на головном участке сети.

При отказе от установки предохранителей и выключателей в начале ответвлений монтируются разъединители. Они отключаются при ремонтных работах на ответвлениях. Подача электроэнергии прекращается только потребителям, присоединенным к отключенной части сети; все остальные потребители продолжают получать электроэнергию.

Одним из основных недостатков нерезервированной сети является прекращение электроснабжения всех или части потребителей при повреждениях сети и даже при некоторых плановых ремонтах. Перерывы в подаче электроэнергии в воздушных сетях исчисляются часами, а длительность ремонтов кабельных сетей при неблагоприятных обстоятельствах доходит до 1—2 суток. Восстановление электроснабжения возможно только после исправления повреждения.

Надежность электроснабжения потребителей нерезервированными сетями относительно мала.

С увеличением нагрузок нерезервированной сети сверх расчетных значительно возрастают потери энергии и напряжений в ней. Технико-экономические показатели сети ухудшаются, и через некоторый промежуток времени выявляется необходимость увеличения пропускной способности сети. В незастроенных местностях это осуществляется прокладкой вторых линий параллельно существующим.

В застроенных местностях, например в городах, прокладка второй параллельной воздушной линии из-за стесненности трассы неосуществима. Необходимы замена проводов проводами большего сечения, а иногда и усиление опор. Эти работы связаны с большими затратами и длительным перерывом электроснабжения потребителей. В некоторых случаях увеличение сечения проводов не обеспечивает желательного уровня напряжения на зажимах электроприемников; требуется установка устройств для регулирования напряжения.

Прокладка второй кабельной линии практически всегда возможна.

Основное достоинство нерезервированной сети—меньшая стоимость по сравнению с другими схемами сетей.

В нерезервированной сети сечения проводов и мощность трансформаторов сетевых подстанций выбираются по расчетным нагрузкам. При выборе трансформаторов учитывается допускаемая перегрузка их за счет изменения нагрузки подстанции в течение суток и года (1- и 3-процентное правила). На подстанции устанавливается один трансформатор с номинальной мощностью часто меньшей расчетной нагрузки.

В резервированных кабельных сетях выход из работы некоторых ее элементов, как правило, требует увеличения сечения жил кабелей. В воздушных сетях рассмотрение послеаварийного режима обычно не ведет к увеличению сечений проводов; иногда требуются установка или усиление средств регулирования напряжения и т. д. Потребная трансформаторная мощность в резервированных сетях больше, чем в нерезервированных.

Все указанные обстоятельства обусловливают меньшую стоимость нерезервированных сетей.

Второе преимущество нерезервированных радиальных и магистральных

сетей—простота устройства защиты сети. Применяются реле простейшего типа и широко используются плавкие предохранители.

Эксплуатация нерезервированных радиальных и магистральных сетей несколько проще, чем сетей с более сложными схемами.

Рассмотренные свойства, преимущества и недостатки нерезервированных сетей позволяют сделать вывод, что к потребителям с электронагрузками категории 1 прокладка нерезервированных линий недопустима. К потребителями с нагрузками категории 2 сооружение нерезервированных линий допускается только при условии четкого обоснования целесообразности такого решения.

Электроснабжение нагрузок категории 3 всегда осуществляется по нерезервированным магистральным или радиальным сетям.

Нерезервированные наружные сети (проходящие вне зданий) преимущественно сооружаются воздушными. Ремонт воздушных линий выполняется в несколько раз быстрее, чем кабельных.

Внутренние нерезервированные сети фабрично-заводских предприятий и общественных и жилых зданий в большинстве случаев выполняются кабелями и изолированными проводами. Повреждение линии внутренней сети ведет к прекращению электроснабжения очень небольшого числа электроприемников, не влечет недовыработки продукции предприятиями и расстройства жизни города и может быть быстро устранено.

13-5. РЕЗЕРВИРОВАНИЕ РАДИАЛЬНЫХ И МАГИСТРАЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Потребителям с нагрузками категории 1 должна быть обеспечена бесперебойная подача электроэнергии, что осуществляется прокладкой к ним не одной, а двух и более цепей. Две цепи могут быть подвешены на одной опоре (двухцепная линия) или каждая из них — на отдельных опорах (две одноцепные линии). Оба эти варианта считаются обеспечивающими высокую степень надежности электроснабжения.

Не следует понимать, что двухцепная линия или две одноцепные линии полностью гарантируют от перерывов подачи электроэнергии потребителям. Можно привести ряд случаев у нас и за рубежом прекращения электроснабжения потребителей и целых районов, вызванных падением опор воздушных линий. Разрушения опор наиболее часто происходят при ветрах и гололедах, значительно превышающих принятые при расчете линий. Наблюдаются падения опор и по другим причинам, например, из-за наводнений, нарушающих устойчивость опор в грунте.

Одновременное разрушение опор на двух параллельно идущих линиях, как показывает многолетний опыт эксплуатации, также нельзя считать исключенным. Однако вероятность одновременного падения опор на двух линиях, даже проложенных по общей трассе, меньше, чем падения одной опоры двухцепной линии. Высшая надежность электроснабжения получается при питании потребителей двумя или несколькими линиями, проходящими по разным трассам, что практически осуществимо лишь в кольцевых и сложно-замкнутых сетях и при линиях с двусторонним питанием.

Подчеркнем, что стоимость двух одноцепных линий, в особенности проходящих по разным трассам, значительно выше стоимости двухцепной.

Опоры и провода воздушных линий нельзя рассчитывать на штормовые ветры и исключительно большие гололеды, наблюдаемые 1 раз в несколько десятилетий. Сооружение таких линий потребовало бы очень больших затрат. С народнохозяйственной точки зрения целесообразнее рассчитывать на нагрузки, наблюдаемые 1 раз в 5—15 лет, считаясь с крайне редкой возможностью перерыва электроснабжения относительно небольшого числа потребителей.

Все сказанное относится и к кабельным сетям. Одновременное повреждение двух параллельно идущих кабельных линий менее вероятно, чем двух воздушных линий.

Поскольку основными причинами отключения воздушных линий являются не падения опор, наличие второй линии или второй цепи резко повышает надежность электроснабжения потребителей.

Ожидаемое число повреждений одной цепи электропередачи в год, состоящей из ряда последовательно включенных элементов: линия, разъединители, трансформаторы и выключатели (рис. 13-8,*а*), по теории вероятности определяется как сумма повреждаемостей ее элементов [Л. 49]:

$$N_{\Sigma} = n_{л} + n_{т} + n_{я1} + n_{я2}, \quad (13\text{-}6)$$

где $n_{л}$ — вероятное число повреждений линии в год;

$n_{т}$ — то же трансформатора T;

$n_{я1}$ и $n_{я2}$ — то же двух ячеек выключателей B_1 и B_2.

Вероятным числом повреждений разъединителей P как малой величиной для схемы на рис. 13-8,*а* можно пренебречь.

Полное число отключений электропередачи в год будет больше N_{Σ} на число отключений, необходимых для проведения плановых ремонтов всех элементов цепи.

Средняя продолжительность исправления повреждения одной электропередачи в часах составит:

$$B_{ср} = \frac{b_{л} + b_{т} + b_{я1} + b_{я2}}{N_{\Sigma}}, \quad (13\text{-}7)$$

где $b_{л}$ — средняя продолжительность ремонта воздушной линии, *ч*;

$b_{т}$ — то же трансформатора T, *ч*;

$b_{я1}$ и $b_{я2}$ — то же ячеек выключателей B_1 и B_2, *ч*.

Суммарное время отключения цепи в год составит:

$$B_{г} = N_{\Sigma} B_{ср} + B_{р}, \quad (13\text{-}8)$$

где $B_{р}$ — время проведения плановых ремонтов оборудования, отнесенное к 1 году.

Недоотпуск электроэнергии в киловатт-часах потребителям в год из-за простоев в аварийном и плановом ремонтах

$$A = \frac{P_{нб} T_{нб} B_{ср} N_{\Sigma}}{T} + P_{р} B_{р},$$

где $P_{нб}$ — наибольшая нагрузка потребителя, *квт*;

$P_{р}$ — нагрузка потребителя, соответствующая проведению плановых ремонтов, *квт*;

$T_{нб}$ — продолжительность использования наибольшей нагрузки, *ч/год*;

T — число часов в году, равное 8760.

Первый член этого уравнения дает аварийный недоотпуск электроэнергии, а второй — недоотпуск электроэнергии, обусловленный плановыми ремонтами. Поскольку плановые ремонты одноцепных электропередач приурочиваются к нерабочим дням фабрично-заводских предприятий, под $P_{р}$ следует понимать нагрузку, меньшую среднегодовой и бóльшую наименьшей нагрузки цепи.

При проведении большинства плановых ремонтов под напряжением второй член правой части уравнения может быть принят равным нулю.

Ожидаемые числа повреждений в год на один объект и средние продолжительности исправления повреждений в часах, отнесенные к 1 году, приведены в табл. 13-1.

Определим вероятное число отключений линии электропередачи 110 *кв* длиной 70 *км*.

Примем число повреждений на 100 *км* линии в год равным 0,6, а среднюю продолжительность аварийного ремонта 8 *ч*.

Вероятное число отключений одной цепи в год по (13-6)

$$N_{\Sigma} = 0{,}6 \cdot 0{,}7 + 2 \cdot 0{,}01 + 0{,}02 + 0{,}04 = 0{,}5,$$

что соответствует одному отключению в 2 года.

Средняя продолжительность аварийного ремонта электропередачи по (13-7) составит:

$$B_{ср} = \frac{8 + 2 \cdot 0{,}9 + 0{,}5 + 0{,}1}{0{,}5} = 20{,}8 \ ч.$$

Найдем теперь вероятность перерывов электроснабжения при сооружении двух параллельных линий или одной двухцепной линии (рис. 13-8,*б*).

Перерыв электроснабжения из-за выхода из работы обеих цепей может произойти при одновременном аварийном повреждении обеих цепей или из-за аварийного повреждения одной из цепей при плановом ремонте второй. Перерывы электроснабжения из-за од-

Таблица 13-1

Повреждаемость электрооборудования и продолжительность его ремонта

Наименование электрооборудования	Ожидаемое число повреждений, раз/год	Продолжительность аварийного простоя, *ч/год*	Продолжительность планового ремонта, *ч/год*
1. Трансформаторы двухобмоточные:			
110 *кв* и выше .	0,01	0,9	25
20—35 *кв*	0,02	1,8	20
6—10 *кв*	0,05	0,3	10
2. Распределительные устройства с выключателями			
а) ячейки линейных, шиносоединительных и секционных выключателей:			
110 *кв* и выше .	0,02	0,5	25
20—35 *кв* . . .	0,015	0,3	20
6—10 *кв*	0,008	0,1	15
б) ячейки генераторов и трансформаторов:			
110 *кв* и выше .	0,01	0,2	25
20—35 *кв*	0,008	0,1	20
6—10 *кв*	0,004	0,05	15
3. Ячейки распределительных устройств с отделениями:			
110 *кв* и выше .	0,006	0,1	—
35 *кв*	0,004	0,1	—

Примечание. Ожидаемые числа повреждений и продолжительности ремонтов в пп. 1 и 2 взяты из [Л. 49]. Те же величины в п. 3 приняты авторами предположительно.

новременного производства плановых ремонтов на обеих линиях исключены.

По теории вероятности ожидаемое число перерывов в год определяется формулой

$$N_{\Sigma} = \frac{2N_{\Sigma a}B_{\Sigma ц}}{T}, \qquad (13\text{-}9)$$

где $N_{\Sigma a}$ — ожидаемое аварийное число отключений одной цепи в год;

$B_{\Sigma ц}$ — вероятный простой каждой цепи при аварийных и плановых ремонтах, *ч/год*;

T — число часов в году.

Коэффициент 2 учитывает возможность повреждений одной из цепей при ремонтных работах на первой и второй цепях.

Вероятный простой каждой цепи в аварийном и плановом ремонтах составит:

$$B_{\Sigma ц} = b_{л} + b_{т} + b_{я1} + b_{я2} + b_{р}, \qquad (13\text{-}10)$$

где $b_{р}$ — продолжительность планового ремонта одного элемента цепи.

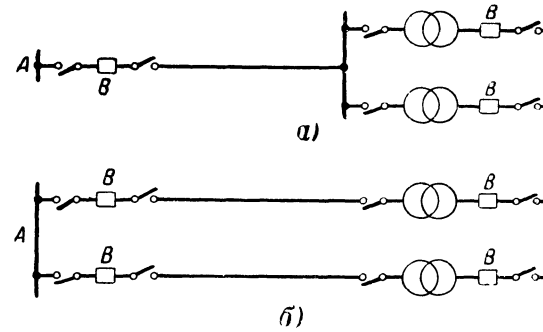


Рис. 13-8. Радиальные нерезервированная и резервированная сети.

При правильной организации эксплуатации плановый ремонт отдельных элементов цепи производится одновременно. Поэтому под $B_{\Sigma ц}$ в (13-10) следует понимать продолжительность планового ремонта одного элемента, требующего наибольшего количества времени на ремонтные работы. Принимая, что плановый ремонт воздушной линии производится под напряжением, найдем наибольшую продолжительность планового ремонта для элементов схемы на рис. 13-8,*б* равной 25 *ч/год* (трансформатор, линейная ячейка выключателя 110 *кв*).

Подставляя в (13-10) числовые величины, получаем:

$$B_{\Sigma ц} = 8 + 0{,}9 + 0{,}5 + 0{,}1 + 25 = 34{,}5 \text{ } ч/год.$$

Вероятное число перерывов электроснабжения из-за выхода из работы обеих цепей

$$N_{\Sigma} = \frac{2 \cdot 0{,}5 \cdot 34{,}5}{8\,760} = 0{,}004 \text{ раза в год},$$

или 1 раз за 250 лет.

Вероятная продолжительность одного перерыва электроснабжения определяется по формуле

$$B_{\Sigma ср} = \frac{B_{\Sigma a}^2 + 2B_{\Sigma a}B_{\Sigma р}}{T}, \qquad (13\text{-}11)$$

где $B_{\Sigma a}$ — суммарное время аварийного простоя одной цепи, *ч/год*;

$B_{\Sigma р}$ — суммарная продолжительность планового ремонта одной цепи в год, *ч*.

При правильной организации эксплуатации

$$B_{\Sigma p} = b_p.$$

Подставляя в (13-11) известные величины, получаем:

$$B_{\Sigma ср} = \frac{10{,}4^2 + 2 \cdot 10{,}4 \cdot 25}{8\,760} = 0{,}072 \ ч/год,$$

т. е. около 8 *мин* в год.

Вероятное число и возможная продолжительность прекращения электроснабжения потребителей очень малы, и потому две одноцепные линии или одна двухцепная линия считаются обеспечивающими высокую степень надежности электроснабжения.

Посмотрим, как изменились бы полученные результаты, если бы плановые ремонты воздушных линий осуществлялись с отключением линий. Приняв продолжительность планового ремонта линии 175 *ч/год*, найдем время простоя одной цепи в аварийном и плановом ремонтах равным:

$$B_{\Sigma ц} = 8 + 0{,}9 + 0{,}5 + 0{,}1 + 175 = 184{,}5 \ ч/год.$$

Вероятное число перерывов подачи электроэнергии потребителям из-за выхода из работы обеих цепей

$$N_\Sigma = \frac{2 \cdot 0{,}5 \cdot 184{,}5}{8\,760} = 0{,}021 \text{ раза в год},$$

т. е. примерно 1 раз в 50 лет.

Вероятность прекращения электроснабжения при производстве плановых ремонтов с отключением линии в 5 раз больше, чем при ремонтах линий под напряжением.

Произведенные расчеты показывают, что ремонт линий под напряжением является очень прогрессивным методом работы, значительно повышающим надежность электроснабжения потребителей.

Получаемые вероятности прекращения подачи электроэнергии потребителям правильны при отнесении их к большому числу объектов. Например, принимая вероятность отключения обеих линий 1 раз в 250 лет, можно утверждать, что на 250 элекропередачах, имеющих одинаковую схему и одинаковую длину, каждый год будет происходить одно повреждение, приводящее к перерыву электроснабжения потребителей. Перерывы в работе каждой отдельной линии не подчиняются законам теории вероятности. На одной электропередаче выход из работы обеих цепей может произойти в первые же годы эксплуатации, а на других его может не быть ни разу за все время эксплуатации электропередач.

При социалистическом хозяйстве эффективность мероприятий по электрическим сетям оценивается под углом зрения строительства всех сетей Советского Союза, а не отдельных линий небольшой протяженности, и потому изложенная методика определения вероятности перерывов электроснабжения потребителей может быть положена в основу решения вопросов проектирования электрических сетей.

При выборе схемы электроснабжения потребителей с нагрузками категории 2 вопрос о резервировании сети должен решаться сопоставлением расчетных эксплуатационных расходов по сети с народнохозяйственным ущербом, вызванным перерывами электроснабжения. При сооружении одноцепной линии возможны перерывы в подаче электроэнергии потребителям. Сооружая одну двухцепную линию или две одноцепные, можно считать электроснабжение бесперебойным. Если расчетные эксплуатационные расходы, связанные с дополнительными затратами на двухцепную линию, меньше или равны народнохозяйственному ущербу от простоя предприятия, резервирование сети целесообразно.

Предположим, что потребитель с наибольшей нагрузкой 17 *Мвт* и среднегодовой нагрузкой 10 *Мвт* находится от ближайшей подстанции системы на расстоянии 20 *км*. Для питания его электроэнергией должна быть построена воздушная линия 110 *кв* на металлических опорах, вероятность аварийного отключения которой примем равной 0,6 раза в год на 100 *км* линии, а среднюю продолжительность исправления повреждения — 8 *ч*. Народнохозяйственный ущерб от перерыва электроснабжения оценивается 20 руб. на каждый недоданный киловатт-час электроэнергии.

Ежегодный народнохозяйственный

ущерб от простоя предприятия определится равным

$$У = 0{,}6\,\frac{20}{100}\cdot 10\,000\cdot 8\cdot 20 = 192\,000 \text{ руб.}$$

К потребителю можно проложить одноцепную линию с проводом АС-150 или двухцепную с проводами АС-70 (рис. 13-8). 1 *км* двухцепной линии стоит дороже одноцепной на 25 000 руб. При двухцепной линии потребуется сооружение одной дополнительной ячейки выключателя 110 *кв* стоимостью 285 000 руб.

Суммарное сечение алюминия двухцепной линии 140 *мм*^{2}, а одноцепной 150 *мм*^{2}. Такое уменьшение сечения проводов двухцепной линии обусловит незначительное увеличение потерь мощности и энергии в ней, стоимостью которых при сравнительных расчетах пренебрегаем.

Дополнительные расчетные эксплуатационные расходы при сооружении двухцепной воздушной линии составят:

$$И = 25\,000\cdot 20\,(0{,}04 + 0{,}125) +$$
$$+ 285\,000\,(0{,}08 + 0{,}125) = 140\,000 \text{ руб.},$$

где 0,04 и 0,08 — относительные величины ежегодных отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание линии и выключателя;

0,125 — нормативный коэффициент эффективности.

Сравнение дополнительных эксплуатационных расходов с народнохозяйственным ущербом показывает целесообразность строительства двухцепной, а не одноцепной линии.

Резервирование сети сооружением двух одноцепных воздушных линий менее выгодно. Две линии с проводами АС-70 стоят дороже одноцепной линии с проводами АС-150 на 75 000 *руб/км*. Следовательно, дополнительные расчетные эксплуатационные расходы при двух одноцепных линиях определятся равными:

$$И = 75\,000\cdot 20\,(0{,}04 + 0{,}125) +$$
$$+ 285\,000\,(0{,}08 + 0{,}125) = 306\,000 \text{ руб.}$$

Дополнительные расчетные эксплуатационные расходы при двух линиях примерно вдвое больше, чем при двухцепной линии. Естественно принять вариант сооружения двухцепной линии.

Приведенный пример объясняет причину преимущественного сооружения резервированных электропередач с металлическими опорами в виде двухцепных линий. Первоначальные затраты и эксплуатационные расходы для двухцепных линий значительно меньше, чем для двух одноцепных линий

Расчетом, аналогичным проведенному для воздушной сети, определяется целесообразность резервирования и кабельной сети. Поскольку продолжительность ремонтных работ при повреждении кабелей, проложенных вне зданий (в траншеях), больше, чем воздушных линий, эффективность резервирования кабельных сетей получается более высокой.

Резервирование двумя параллельными цепями (линиями) для воздушных линий, как правило, является наиболее целесообразным. Необходимость прокладки более двух линий (цепей) к ряду подстанций показывает, что выбранное напряжение сети занижено. Следует рассмотреть вариант сети с более высоким напряжением.

В воздушных сетях при нагрузках проводов с экономической плотностью тока $j_э$ выход из работы одной из двух линий не приводит к необходимости снижения передаваемой мощности. Допускаемая плотность тока $j_д$ для проводов воздушных линий при длительном нагреве превышает экономическую плотность тока в 2 и более раз. Например, допускаемая плотность тока по условиям длительного нагрева для провода АС-16 составляет 6,5 *а/мм*^{2}; для провода АС-300 $j_д = 2{,}33$ *а/мм*^{2} и для провода АС-400 $j_д = 2$ *а/мм*^{2}.

Экономические плотности тока при продолжительности использования наибольших нагрузок 3 000 — 5 000 *ч/год* равна 1,1 *а/мм*^{2}, а при $T_{нб} = 5\,000$ — 8 760 *ч/год* $j_э = 1$ *а/мм*^{2}. Следовательно, выход из работы одной из двух цепей только с проводами АС-400

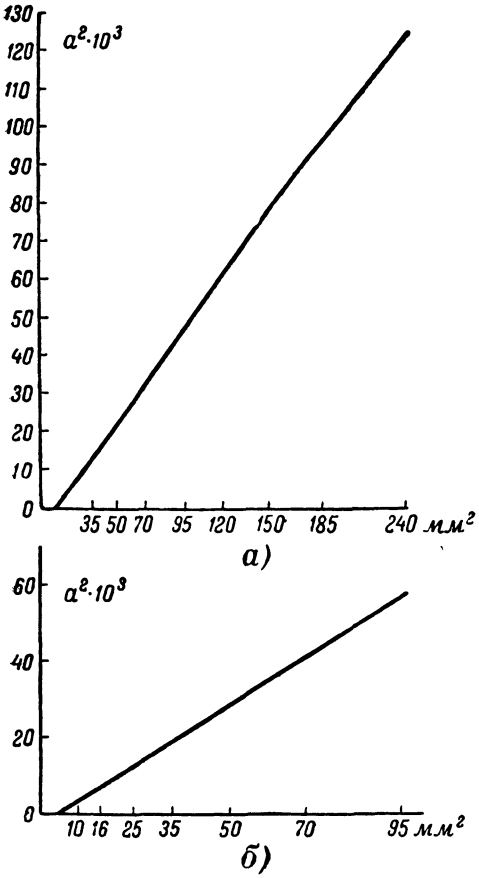


Рис. 13-9. Зависимость допускаемого тока от сечения жил кабеля.
а — трехжильный кабель 10 *кв*;
б — четырехжильный кабель до 1 *кв*.

теоретически может привести к перегрузке оставшейся в работе линии. Допускаемая нагрузка по условиям нагрева определена для температуры окружающего воздуха +25° С. Наибольшие нагрузки сети бывают зимой, когда температура воздуха ниже, что позволяет передать всю мощность и по одной из двух линий с проводами АС-400. Даже при продолжительности использования наибольших нагрузок менее 3000 *ч/год* ($j_э = 1{,}3$ *а/мм²*) линия с проводами АС-300 способна пропустить в аварийном режиме полную нагрузку двух линий.

Отметим, что сооружение двух параллельных линий (цепей) с проводами, имеющими сечение алюминия 240 — 300 *мм²*, к потребителю с $T_{нб} < < 3000$ *ч/год* мало вероятно.

В кабельных резервированных сетях сечения жил кабелей в большинстве случаев определяются условиями нагрева при аварийном режиме работы — повреждении одной из линий.

Требуемые сечения жил кабелей при длительной нагрузке, примерно пропорциональны квадрату нагрузочного тока:

$$F \equiv I^2, \qquad (13\text{-}12)$$

что хорошо иллюстрируется диаграммами на рис. 13-9.

Первая из них построена для трехжильного кабеля 10 *кв* с алюминиевыми жилами, проложенного в земле. По оси ординат отложены квадраты допускаемых токов, а по оси абсцисс — сечения жил кабелей. Диаграмма на рис. 13-9,*б* дана для четырехжильного кабеля 1 *кв*, проложенного в земле. Проведенные прямые почти проходят через начало координат.

При двух кабельных линиях к потребителю, учитывая допускаемую перегрузку кабелей в аварийных режимах на 30%, кабели используются на 65%, при трех линиях — примерно на 75%.

Экономически целесообразное число параллельно работающих кабельных линий находится на основе технико-экономических расчетов.

13-6. РЕЗЕРВИРОВАННЫЕ РАДИАЛЬНЫЕ РАЙОННЫЕ СЕТИ

До последнего времени наиболее распространенной схемой приемной подстанции *С* (рис. 13-10) радиальных резервированных сетей являлась схема мостика.

Анализируя назначение выключателей B_3, B_4, B_6 и B_9, установленных на понизительной подстанции, придем к следующим выводам:

1. Выключатели B_6 и B_9 позволяют осуществить параллельную работу линий $Л_1$ и $Л_2$ и трансформаторов T_1 и T_2. Преимущества и недостатки параллельной работы этих элементов схемы рассмотрены ниже.

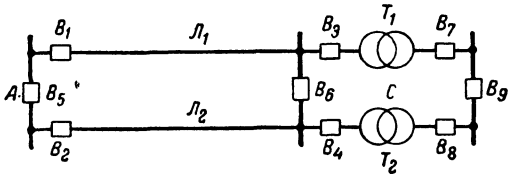


Рис. 13-10. Схема мостика на приемной подстанции.

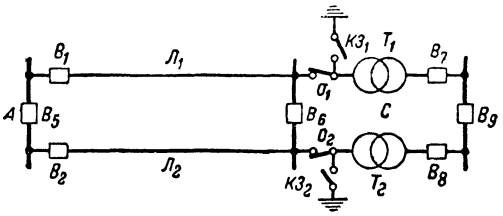


Рис. 13-11. Схема мостика с отделителями.

2. Выключатели B_3 и B_4 в основном установлены для отключения и включения трансформаторов T_1 и T_2 при изменениях нагрузки подстанций. При снижениях нагрузки для уменьшения потерь энергии в трансформаторах один из них отключается. Нагрузка увеличивается — включается второй трансформатор.

Если выключатели B_3 и B_4 заменить более дешевыми отделителями O_1 и O_2 и установить короткозамыкатели $КЗ_1$ и $КЗ_2$ (рис. 13-11), то схема практически будет иметь те же свойства, что и схема мостика с выключателями (рис. 13-10). Повреждения на линии $Л_1$ будут отключаться выключателями B_1, B_6 и B_7, повреждения на линии $Л_2$ — выключателями B_2, B_6 и B_8.

Включение второго трансформатора после отключения повреждений линии разъединителем (разъединители на схемах не показаны) производится отделителем.

При повреждении, например, трансформатора T_1, на которое не реагирует защита выключателя B_1, релейная защита поврежденного трансформатора дает импульс на отключение выключателя B_7 и включение короткозамыкателя $КЗ_1$. Возникший ток короткого замыкания достаточен для срабатывания защиты на выключателе B_1, который отключает линию $Л_1$ и трансформатор T_1.

Рассмотрим, иллюстрируя примером, методику определения возможных дополнительных капитальных затрат на установку на стороне высшего напряжения трансформаторов устройств, позволяющих отключать и включать трансформаторы в соответствии с графиком нагрузки подстанции.

Предположим, что на понизительной подстанции 110 *кв* (см. рис. 13-10) установлены два трансформатора мощностью по 20 *Мва* каждый. Потери активной мощности в одном трансформаторе $\Delta P_м = 163$ *квт* и $\Delta P_{ст} = 60$ *квт*. Наибольшая нагрузка подстанции 28 *Мва*. Годовой график полной нагрузки S подстанции по продолжительности дан на рис. 13-12. Себестоимость потерянной электроэнергии в трансформаторах $\beta = 10$ *коп/квт · ч*.

Нагрузка, ниже которой целесообразно работать с одним трансформатором,

$$S = S_н \sqrt{n(n-1)\frac{\Delta P_{ст}}{\Delta P_м}} =$$

$$= 20\sqrt{\frac{2 \cdot 60}{163}} = 17{,}1 \ Мва,$$

или

$$\frac{17{,}1}{28} \cdot 100 \approx 60\%$$

наибольшей нагрузки подстанции.

Анализ суточных графиков нагрузок показал, что при двухсменной работе предприятий с одним включенным трансформатором можно работать не более 40% времени. Поскольку последняя величина меньше, чем получаемая по годовому графику нагрузок по продолжительности, в дальнейшем принимаем, что два трансформатора включены

$$t_1 = 0{,}6 \cdot 8\,760 = 5\,260 \ ч/год,$$

а один трансформатор

$$t_2 = 8\,760 - 5\,260 = 3\,500 \ ч/год.$$

Относительное значение квадрата среднеквадратичной мощности за время работы двух трансформаторов найдем, воспользовавшись (5-9):

$$S^2_{ср.кв} = \frac{S_0^2 + S_n^2 + 2(S_1^2 + S_2^2 + \ldots + S_{n-1}^2)}{2n} =$$

$$= \frac{1^2 + 0{,}5^2 + 2(0{,}75^2 + 0{,}67^2 + 0{,}62^2 + 0{,}58^2 + 0{,}54^2)}{2 \cdot 6} =$$

$$= 0{,}435.$$

Квадрат среднеквадратичной мощности за период работы двух трансформаторов

$$S^2_{ср.кв} = 0{,}435 \cdot 28^2 = 341 \ Мва^2.$$

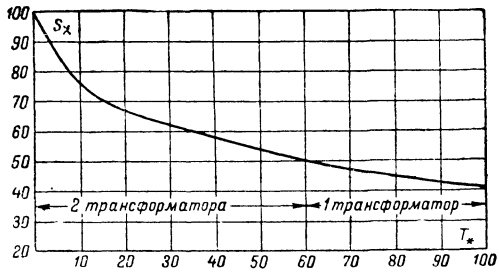


Рис. 13-12. Годовой график нагрузок по продолжительности.

Потери энергии в стали и обмотках трансформаторов за этот период времени

$$\Delta A_1 = \left[2\Delta P_{ст} + \frac{S^2_{ср\,кв}}{(2S_н)^2} 2\Delta P_м\right] t_1 =$$

$$= \left(2 \cdot 60 + \frac{341}{1\,600} \cdot 326\right) \cdot 5\,260 =$$

$$= 1\,000\,000 \ квт \cdot ч.$$

Потери электроэнергии в стали и обмотках при работе одного трансформатора, подсчитанные аналогично, определились равными:

$$\Delta A_2 = 500\,000 \ квт \cdot ч.$$

Потери электроэнергии в трансформаторах в течение года

$$\Delta A = 1\,500\,000 \ квт \cdot ч.$$

Себестоимость потерянной электроэнергии в трансформаторах при отключении одного из них в соответствии с графиком нагрузок составит:

$$И_1 = 0{,}1 \cdot 1\,500\,000 = 150\,000 \text{ руб.}$$

Себестоимость потерянной энергии за год при работе двух трансформаторов в течение всего года соответствующим расчетом определилась равной:

$$И_2 = 173\,000 \text{ руб.}$$

Отключение одного из трансформаторов при снижениях нагрузки подстанции уменьшает эксплуатационные расходы на

$$\Delta И = 23\,000 \text{ руб.}$$

Принимая отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание равными 7,5% и коэффициент эффективности равным 0,125, находим, что на аппараты, позволяющие отключать трансформаторы со стороны высшего напряжения, можно затратить сумму

$$K = \frac{\Delta И}{\alpha_н + \alpha_э} =$$

$$= \frac{23\,000}{0{,}075 + 0{,}125} = 115\,000 \text{ руб.}$$

Сооружение двух ячеек масляных выключателей 110 *кв* обойдется около 550 000 руб. Экономия от уменьшения потерь энергии в трансформаторах, получаемая за счет отключения одного трансформатора при снижениях нагрузки подстанции, значительно меньше расходов, связанных с установкой выключателей. Установка отделителей $О_1$ и $О_2$ (рис. 13-11), стоимость которых не превысит 100 000 руб., является экономически оправданной.

Рассмотрим целесообразность установки выключателя $В_6$ (рис. 13-11), создающего на приемном конце поперечную связь между линиями $Л_1$ и $Л_2$. Отказавшись от установки его, получим более простую блочную схему, изображенную на рис. 13-13, при которой каждая линия соединена со своим трансформатором.

Выключатель $В_6$ позволяет сохранять при отключении одного из трансформаторов в работе обе линии. В блочной схеме возможно отключение только всего блока линия — трансформатор, что связано с заметным увеличением потерь энергии в сети. В большинстве случаев целесообразным режимом работы блочной схемы является круглогодовая параллельная работа обоих блоков.

Нагрузка, при которой следует отключать один из блоков, определится по (11-19)

$$S = S_н \sqrt{n(n-1)\frac{P_{ст}}{\Delta P_м}},$$

где под $\Delta P_м$ нужно понимать суммарные потери активной мощности в об-

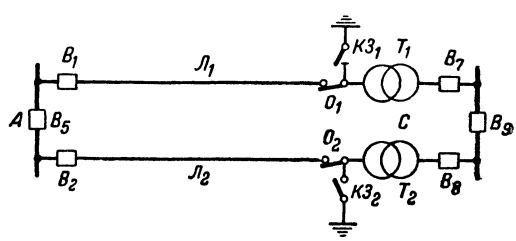


Рис. 13-13. Блочная схема сети.

мотках одного трансформатора и в одной линии при нагрузке, равной номинальной мощности трансформатора.

Приняв длину линии 75 *км* провода АС-70 ($r_0 = 0{,}45$ *ом/км*), найдем потери активной мощности в линии при нагрузке 20 *Мва* равными:

$$\Delta P = \frac{20^2}{110^2} \cdot 75 \cdot 0{,}45 \cdot 10^3 = 1\,120 \text{ квт}.$$

Нагрузка, соответствующая переходу от работы с одним блоком к работе с двумя блоками,

$$S = 20 \sqrt{\frac{2 \cdot 60}{1\,120 + 163}} = 6{,}2 \text{ Мва}.$$

Наименьшая нагрузка подстанции

$$S_{нм} = 0{,}4 \cdot 28 = 11{,}2 \text{ Мва}.$$

Произведенный расчет подтвердил, что при блочной схеме в данном случае экономически целесообразным режимом является круглогодовая параллельная работа обоих блоков.

Сравним расчетные затраты вариантов выполнения сети по блочной схеме и по схеме с выключателем B_6 (рис. 13-11). Сравнивать будем только составляющие расчетных затрат, которые изменяются: стоимость потерянной электроэнергии в трансформаторах и расходы, связанные с установкой выключателя B_6.

Расчетные затраты при блочной схеме, соответствующие себестоимости потерянной электроэнергии в двух трансформаторах, работающих в течение всего года (см. подсчет, произведенный выше).

$$З_1 = \Delta A \beta = 173\,000 \text{ руб}.$$

Расчетные затраты при установке выключателя B_6, при стоимости ячейки выключателя 110 *кв*, равной 275 000 руб., отчислениях на амортизацию, ремонт и обслуживание выключателя 10% и коэффициенте эффективности 12,5% определятся равными:

$$З_2 = \Delta A \beta + (\alpha_н + \alpha_э) K = 150\,000 +$$

$$+ (0{,}1 + 0{,}125) \cdot 275\,000 = 212\,000 \text{ руб}.$$

Произведенный расчет показывает, что установка выключателя B_6 (рис. 13-11) невыгодна. Следует принять блочную схему электропередачи.

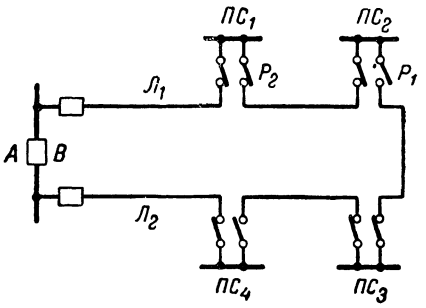


Рис. 13-14. Петлевая схема сети.

Проанализируем вопрос, следует ли держать выключатель B_9 в блочной схеме (рис. 13-13) включенным или отключенным.

При включенном выключателе B_9 токи короткого замыкания на шинах вторичного напряжения подстанции *С* будут бо́льшими, чем при отключенном выключателе. В некоторых случаях могут потребоваться дополнительные затраты на установку более мощных аппаратов и реактирование отходящих линий.

При разомкнутом выключателе B_9 нагрузка блоков будет неодинаковой, что повлечет за собой:

1) увеличенные потери мощности и электроэнергии в сети;

2) разность напряжений на секциях шин вторичного напряжения подстанции.

Наличие разности напряжений на секциях шин подстанции во многих случаях приведет к удорожанию и усложнению эксплуатации вторичной сети. Например, в петлевой сети (рис. 13-14), работающей нормально с отключенным разъединителем P_1, нельзя произвести необходимые эксплуатационные переключения, если на секциях шин центра питания *А* будет заметная разность напряжений. Предположим, что подстанция $ПС_2$ должна быть переведена на питание от линии $Л_2$. Для этого сперва нужно включить разъединитель P_1, а затем отключить разъединитель P_2. Эти операции возможны, если разность напряжений на секциях шин мала.

Включение разъединителя P_1, даже при значительной разнице напряжений, при правильном выполнении операции пройдет благополучно. При отключении разъединителя P_2 и значи-

тельной разности напряжений на зажимах разъединителя возникшая электрическая дуга не погаснет и может явиться причиной серьезной аварии и травмирования эксплуатационного персонала.

По «Правилам устройства» разъединителем можно отключать токи линий, если разность напряжений на его зажимах после отключения будет не больше 2% номинального напряжения сети. При подсчете разности напряжений на разъединителе должна быть учтена не только разность напряжений на разных секциях шин источника питания, но и разность напряжений, обусловленная неодинаковой величиной потерь напряжения на участках сети.

Отказ от применения экономичной петлевой схемы, широко распространенной в фабрично-заводских и городских сетях, нецелесообразен.

Сооружение петлевой сети при неодинаковых напряжениях на секциях шин подстанции возможно при замене всех линейных разъединителей P_1, P_2 и т. д. выключателями нагрузки.

Устройство замкнутых вторичных сетей, применение которых в ряде случаев является экономически целесообразным, при заметной разнице напряжений на секциях шин источников питания невозможно.

Схемы районных сетей должны быть построены так, чтобы они не препятствовали построению рациональных схем вторичных сетей.

Приведенные соображения, по мнению авторов, определяют необходимость при блочной схеме электропередачи (см. рис. 13-13) параллельной работы трансформаторов на шинах вторичного напряжения подстанций; выключатель B_9 должен быть замкнут.

13-7. ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ МЕСТНЫЕ РЕЗЕРВИРОВАННЫЕ РАДИАЛЬНЫЕ СЕТИ

При электрификации крупных городов и заводов на напряжениях 6—20 *кв* питание большого числа трансформаторных подстанций *ТП*, удаленных от центра питания *А* (рис. 13-15), можно осуществить по двум схемам:

1. Трансформаторные подстанции получают энергию по линиям $Л_1$—$Л_4$, отходящим непосредственно от центра питания (рис. 13-15,*а*).

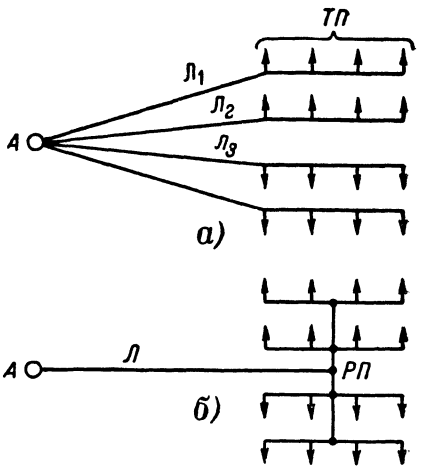


Рис. 13-15. Схема сети.
а — без распределительного пункта;
б — с распределительным пунктом.

2. Подстанции получают электроэнергию через распределительный пункт *РП* (рис. 13-15,*б*), к которому от центра питания *А* прокладывается питательная сеть *Л*. От распределительного пункта к трансформаторным подстанциям отходят линии распределительной сети высокого напряжения.

Целесообразность сооружения распределительных пунктов обусловливается следующими соображениями.

Без распределительных пунктов от мощного центра питания должно отходить большое число линий распределительной сети высокого напряжения, что связано со значительными затратами на устройство ячеек отходящих линий и прокладку большого числа длинных линий. В сети с распределительными пунктами число выводов с центра питания сокращается; сокращается и общая протяженность сети. Распределительный пункт благодаря реактированию питательных линий выполняется простой конструкции и на нем устанавливаются легкие и относительно дешевые аппараты. При определенных условиях стоимость сети с распределительными пунктами получается меньшей, чем без них.

Исследования показали, что при необходимости обеспечить непрерывность электроснабжения по распределительной сети высокого напряжения

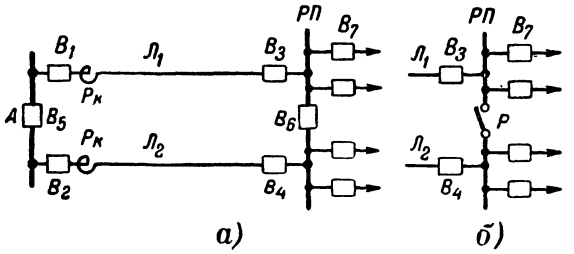


Рис. 13-16. Радиальная резервированная сеть.

во многих случаях сооружение специальных распределительных пунктов оказывается нерациональным. Необходимые разветвления линий распределительной сети выполняются в трансформаторных подстанциях.

Резервированными радиальными сетями в городах являются питательные сети, прокладываемые от центров питания к распределительным пунктам.

Простейшая резервированная радиальная сеть состоит из двух параллельных линий: $Л_1$ и $Л_2$, идущих к распределительному пункту *РП* (рис. 13-16,*а*), каждая из которых рассчитана на передачу всей потребной мощности. При выходе из работы одной линии напряжение на шинах распределительного пункта не должно быть ниже предела, допускаемого в аварийных режимах работы установки.

По концам линий монтируются выключатели B_1—B_3 и B_2—B_4, отключающие линии $Л_1$ и $Л_2$ при повреждениях. Надежность работы сети обеспечивается присоединением линий к разным секциям шин центра питания (к разным источникам питания) и секционированием шин распределительного пункта.

Если проходная мощность распределительного пункта большая, то каждая линия ($Л_1$ и $Л_2$) кабельной сети для увеличения пропускной способности сети выполняется из двух кабелей.

В некоторых сетях работают с замкнутым секционным выключателем B_6, а в некоторых—с размокнутым. По соображениям, изложенным при рассмотрении радиальных резервированных районных сетей, работа с замкнутым секционным выключателем более целесообразна. С разомкнутым выключателем B_6 следует работать только в случаях, когда линии $Л_1$ и $Л_2$ приходят от разных центров питания, напряжения на шинах которых значительно различаются по величине или расходятся по фазе. На выключателе B_6 в таких случаях предусматривается автоматическое включение резерва, действующее при исчезновении напряжения на одной из секций шин распределительного пункта.

Устройство автоматического включения резерва предусматривается и при питании распределительного пункта от одного центра питания, если при нормальной работе сети секционный выключатель отключен.

Опыт эксплуатации показывает, что повреждения сборных шин распределительных пунктов бывают крайне редко. Поэтому в ряде городских сетей секционирование шин распределительных пунктов произведено не выключателем, а разъединителем (рис. 13-16,*б*).

По мнению авторов, секционирование шин распределительных пунктов разъединителями можно делать, если не поставлено условие обеспечения непрерывности электроснабжения по распределительной сети высокого напряжения и если проходная мощность распределительного пункта менее 3 000 *ква*. По «Правилам устройства» группы городских потребителей с общей нагрузкой 3 *Мва* и более относятся к нагрузкам категории 1.

Распределительные пункты с большой проходной мощностью получают питание по трем-четырем линиям питательной сети (рис. 13-17). Как было показано ранее, в трех-, четырехлучевых сетях цветной металл жил кабелей используется лучше, чем в двухлучевых.

При небольшом расстоянии между распределительными пунктами и большой удаленности их от центра питания *А* экономически целесообразной может оказаться схема, показанная на рис. 13-18. Прокладка перемычки $Л_4$ между распределительными пунктами

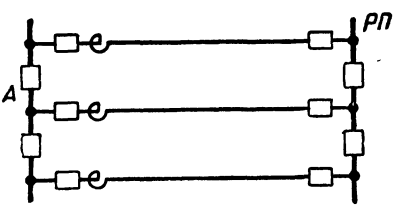


Рис. 13-17. Трехлучевая питательная сеть.

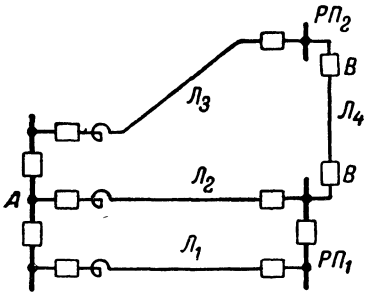


Рис. 13-18. Питательная сеть двух распределительных пунктов.

$РП_1$ и $РП_2$ стоит меньше, чем сооружение четвертой питательной линии к распределительному пункту $РП_2$. В некоторых сетях один из выключателей $В$ на перемычке $Л_4$ держится разомкнутым, а в некоторых — замкнутым. Предпочтение должно быть отдано работе с обоими замкнутыми выключателями $В$; сеть становится петлевой.

При проектировании сетей крупных городов, получающих электроэнергию от мощных центров питания, должно быть уделено большое внимание снижению токов короткого замыкания. Большие токи короткого замыкания определяют не только тип аппаратов, устанавливаемых в сети, но и сечения кабелей распределительной сети высокого напряжения. Сечения жил кабелей приходится выбирать не по рабочему току линии, а по термической устойчивости кабелей при коротких замыканиях. В большинстве случаев ограничение тока короткого замыкания, получаемое при групповом реактировании (реактор в цепи трансформатора), не дает нужного эффекта, и приходится устанавливать реакторы в линиях сети, отходящих от центров питания. Экономия, получаемая за счет

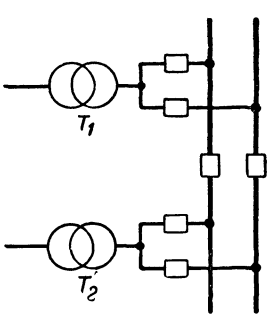


Рис. 13-19. Центр питания с четырьмя секциями сборных шин.

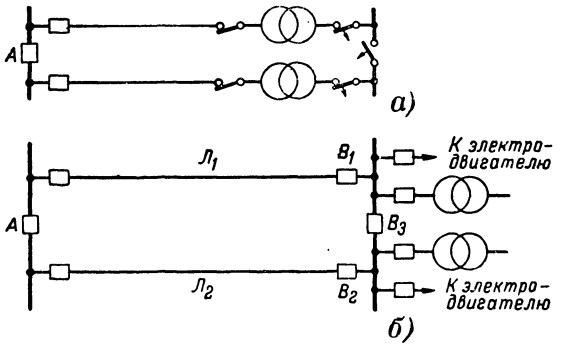


Рис. 13-20. Радиальные фабрично-заводские резервированные сети.
а — блочная схема; *б* — схема со сборными шинами на цеховой подстанции.

снижения сечения жил кабелей, больше, чем удорожание центра питания из-за установки не группового, а линейных реакторов.

Из изложенного следует, что радиальная резервированная сеть может состоять из двух, трех и более линий, резервирующих друг друга. Число линий резервированной сети влияет на схему центра питания. При трех линиях, рассчитанных на выход из работы одной из них, нельзя иметь на центре питания две секции сборных шин. Выход из работы секции, к которой присоединены две из трех линий, приведет к перерыву электроснабжения потребителей.

Для сети с тремя—четырьмя взаимно резервирующими линиями на центре питания нужно предусмотреть три — четыре секции сборных шин. Схема с четырьмя секциями шин при двух трансформаторах изображена на рис. 13-19.

Радиальные резервированные сети высокого напряжения в фабрично-заводских сетях прокладываются только к очень мощным цеховым подстанциям, питающим нагрузки категории 1. Применяется блочная схема (рис. 13-20,*а*) или со сборными шинами на цеховой подстанции (рис. 13-20,*б*). Последняя схема целесообразна, когда число цепей, отходящих от шин подстанции (к трансформаторам, высоковольтным электродвигателям и т. д.), не равно числу линий питательной сети. Все сказанное выше о работе выключателя $В_3$ и возможности замены его разъединителем относится и к данной схеме.

Длина питательных линий $Л_1$ и $Л_2$ в фабрично-заводских сетях обычно меньше, чем в городских сетях. Поэтому на цеховых подстанциях чаще применяются раздельная работа секций сборных шин и секционирование их разъединителями. При коротких линиях дополнительные потери мощности и энергии в них из-за неравномерной нагрузки питательных линий невелики. Значительное же уменьшение токов короткого замыкания позволяет облегчить аппаратуру, устанавливаемую на подстанциях, и снизить сечения жил кабелей цеховой высоковольтной сети.

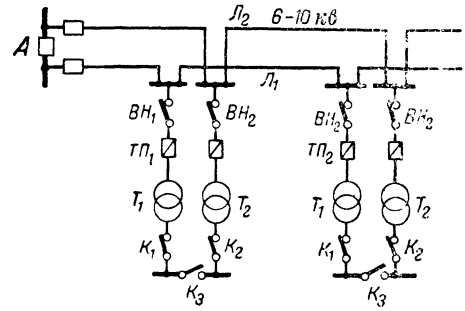


Рис. 13-22. Двухмагистральная сеть высокого напряжения.

13-8. РЕЗЕРВИРОВАННЫЕ МАГИСТРАЛЬНЫЕ СЕТИ

В сетях с напряжением до 1 *кв* резервирование магистральных сетей применяется редко, поскольку требование непрерывности питания групп небольших нагрузок почти отсутствуют. Примером резервированной сети низкого напряжения является двухмагистральная (двухлучевая) сеть, сооружаемая в некоторых больших городах (рис. 13-21) в кварталах с многоэтажной застройкой. Обе линии ($Л_1$ и $Л_2$) заходят в вводные ящика $ВЯ_1$—$ВЯ_3$, установленные в разных домах. Для устранения значительных колебаний напряжения на зажимах ламп накаливания при пусках электродвигателей (лифты и т. д.) вся бытовая нагрузка присоединяется к одной линии, а электродвигатели — к другой. Линии работают раздельно. При повреждении одного из кабелей после соответствующих переключений электроснабжение временно осуществляется по одной здоровой линии. Повреждение кабеля вызывает перерыв электроснабжения. Учитывая, что повреждения кабелей низкого напряжения небольшой длины мало вероятны, что подача электроэнергии прекращается небольшому числу потребителей на время около получаса, можно считать, что двухмагистральная неавтоматизированная сеть обеспечивает высокую степень надежности электроснабжения.

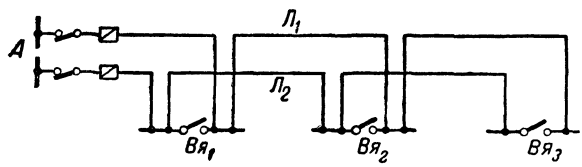


Рис. 13-21. Двухмагистральная сеть низкого напряжения.

Двухмагистральные сети высокого напряжения выполняются, как правило, автоматизированными.

В одном из вариантов этой схемы, применяемом в больших городах, на стороне низшего напряжения трансформаторов T_1 и T_2 (рис. 13-22) смонтированы контакторы K_1 и K_2, замкнутые при нормальной работе сети. Контакторы K_3 разомкнуты. При повреждении одной из линий, например $Л_1$, все контакторы K_1 отключаются, а контакторы K_3 включаются. Обеспечивается бесперебойная подача электроэнергии потребителям.

На подстанциях с одним трансформатором переключения производятся на стороне высшего напряжения. Нормально трансформаторы подстанции присоединены поочередно к обеим линиям высокого напряжения. При повреждении одной из линий все трансформаторы, подключенные к ней, переключаются на здоровую, чем и обеспечивается необходимая надежность питания потребителя [Л. 50].

Двухмагистральные сети напряжений до 1 и 6—10 *кв* в городах, на фабриках и заводах применяются при выполнении их кабельными. Прокладка двух параллельных воздушных линий и устройство двух воздушных вводов в дома и цехи практически неосуществимы.

В некоторых случаях может оказаться целесообразным сооружение трех-, а не двухмагистральной сети; в трехмагистральных сетях, как уже указывалось, использование проводникового ма-

териала лучше, чем в двухмагистральных.

Двухмагистральная районная сеть, изображенная на рис. 13-23, выполняется присоединением трансформаторов подстанции $ПС_1$ к проходящим линиям. Это присоединение делается через аппараты, позволяющие производить отключение трансформаторов от сети (выключатели, отделители); без этих аппаратов эксплуатация сети будет крайне затруднена.

Повреждение одной из линий ведет к выпадению всего блока — линии и двух трансформаторов на разных подстанциях.

Блочная двухмагистральная сеть требует наименьших капиталовложений на сооружение и в то же время обеспечивает высокую степень надежности электроснабжения. Присоединение второго трансформатора к линии с трансформатором на конце мало повышает вероятность аварийного повреждения блока.

Резервированная радиальная сеть, у которой линии работают параллельно, как уже отмечалось, является замкнутой сетью (рис. 13-11) и (13-13).

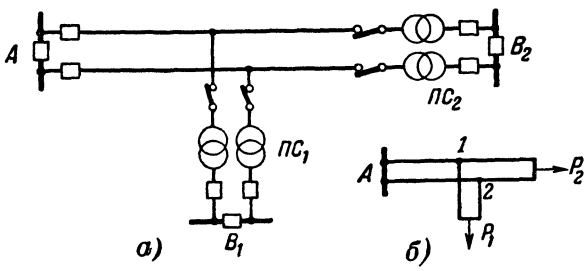


Рис. 13-23. Двухмагистральная районная сеть.

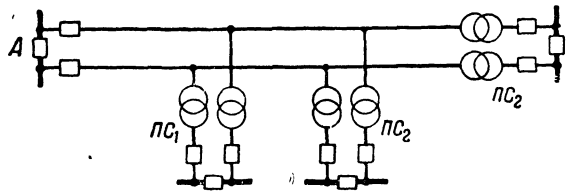


Рис. 13-24. Блочная схема сети с тремя подстанциями.

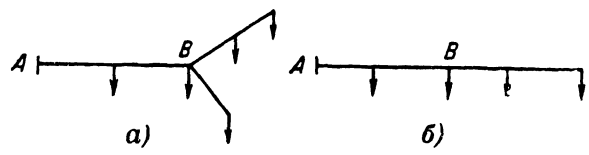


Рис. 13-25. Магистральная сеть.

Рассматриваемая двухмагистральная районная сеть с включенными выключателями B_1 и B_2 (рис. 13-23,*а* и *б*) — сложно-замкнутая сеть с двумя узлами: *1* и *2*. При равных сечениях проводов обеих линий и равной мощности трансформаторов на каждой подстанции обе линии несут одинаковую нагрузку, равную половине нагрузки сети, что позволяет вести расчет таких сетей без предварительного нахождения распределения мощностей методами, рассмотренными при изучении замкнутых сетей.

Возможность применения блочной схемы при трех (рис . 13-24) и больше нагрузках (рис. 13-25,*а* и *б*) должна быть тщательно взвешена. С увеличением протяженности сети и числа подстанций возрастает вероятность выхода из работы обеих линий. Последнее обусловливается не только повреждениями большего количества элементов сети, но и ошибочными действиями эксплуатационного персонала.

В сетях, питающих несколько нагрузок (рис. 13,25,*а* и *б*), можно рекомендовать секционирование линий сооружением в одной из точек, например *B*, подстанции по схеме на рис. 13-26. Схема квадрата применима только в магистральной сети на рис. 13-25,*б*. Устройство сборных шин в пункте *B* сети на рис. 13-25,*а* делит сеть на три участка, каждый из которых выполняется по блочной схеме.

Число участков, на которые должна быть секционирована сеть, определяется в основном общей протяженностью сети и мощностью нагрузок. Экономически целесообразная длина секционированного участка сети может быть найдена на основе изложенной ранее методики сопоставления народнохозяйственного ущерба от простоя потребителей и затрат на дополнительное оборудование сети.

Универсальной схемы резервированной магистральной сети не существует. Необходимо в каждом отдельном случае, учитывая обстоятельства, не поддающиеся расчету: развитие сети при росте нагрузок, появление новых потребителей и т. д.,

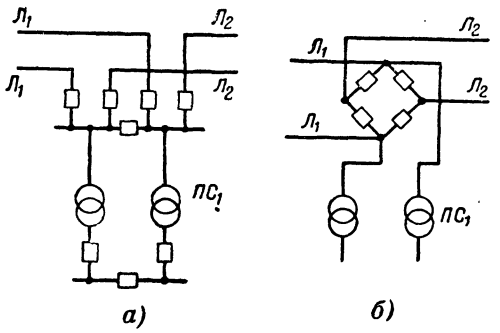


Рис. 13-26. Секционирование линий магистральной сети.
а — схема со сборными шинами; *б* — схема квадрата.

тщательно проанализировать варианты выполнения сети и выбрать лучший из них. Шаблонный подход при решении вопроса о схеме электроснабжения района всегда ведет к неправильным решениям.

13-9. ЗАМКНУТЫЕ СЕТИ

При некоторых взаимных расположениях центров питания и потребителей, если последние должны получать электроэнергию по резервированной сети, наиболее рациональной схемой является замкнутая сеть, линии которой проложены по разным трассам. Например, при расположении нагрузок, показанном на рис. 13-27, петлевая (кольцевая) схема (рис. 13-27,*а*) может обеспечить высокую степень надежности электроснабжения и потре-

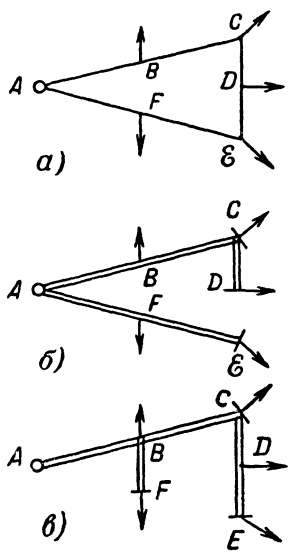


Рис. 13-27. Кольцевая и радиальная схемы сети.

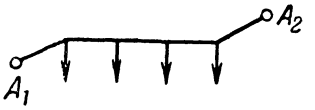


Рис. 13-28. Замкнутая сеть двустороннего питания.

бовать меньших затрат на сооружение и эксплуатацию сети, чем магистральные линии по схемам на рис. 13-27,*б* и *в*.

Замкнутая сеть, опирающаяся на два источника: A_1 и A_2 (рис. 13-28), будет, безусловно, дешевле, чем любая магистральная резервированная сеть, идущая от одного или двух центров питания. Протяженность магистральной резервированной сети будет значительно большей.

В то же время очевидно, что петлевая сеть на рис. 13-29,*а* окажется менее целесообразной, чем радиальная резервированная на рис. 13-29,*б*. Протяженность радиальной сети по цепям будет почти такой же, как и петлевой. Длина трассы, на прокладку и благоустройство которой требуются значительные затраты, у кольцевой сети больше. Радиальную сеть можно выполнить двухцепными линиями; петлевую сеть по всей длине придется сооружать одноцепной.

Напомним еще раз, что радиальные и магистральные резервированные сети, линии которых работают параллельно, являются также замкнутыми сетями.

Простейшим типом замкнутой сети, линии которой проложены по разным трассам, является петлевая сеть (рис. 13-30). Линия высокого напряжения последовательно заходит на трансформаторные подстанции $ТП_1$—$ТП_6$. В сетях 6—10 *кв* присоединения линии

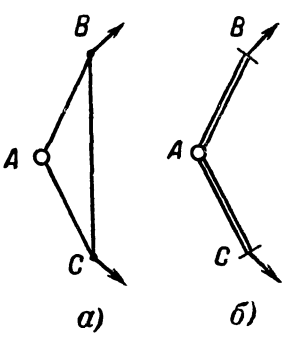


Рис. 13-29. Петлевая и радиальная схемы сети.

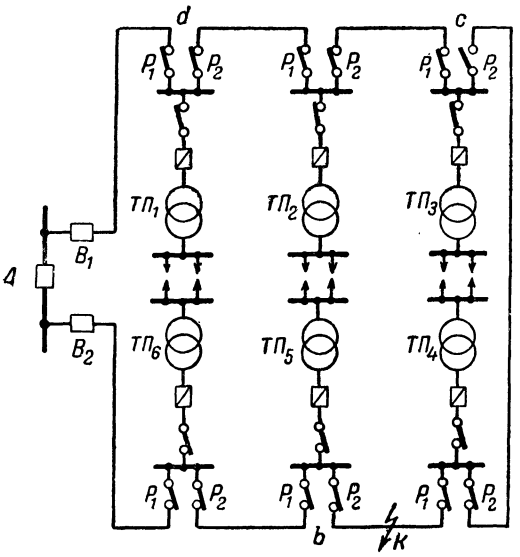


Рис. 13-30. Петлевая схема сети.

сети к подстанциям делаются разъединителями P_1 и P_2.

При нормальном режиме работы сети выключатели B_1 и B_2 включены. Включены и все разъединители P_1 и P_2, кроме разъединителя P_2 на подстанции $ТП_3$. В случае повреждения, например, в точке K линия $Авс$ отключается выключателем B_2, и эта часть сети остается обесточенной. Эксплуатационный персонал, определив, какой участок сети поврежден, выделяет его разъединителями P_2 на подстанции $ТП_5$ и P_1 на $ТП_4$. После этого включаются выключатель B_2 и разъединитель P_2 на подстанции $ТП_3$. Электроснабжение всех потребителей восстановлено. При правильной организации эксплуатации перерыв в подаче электроэнергии части потребителей не превышает 0,5—1 *ч*.

Петлевая сеть, являющаяся замкнутой, работает разомкнутой, что объясняется желанием уменьшить ее стоимость и обеспечить четкую работу сети. При работе сети, замкнутой на каждой подстанции, нужно установить на подходящих к ней линиях по два выключателя, снабдив их соответствующей релейной защитой. Такое устройство сети обеспечивало бы автоматическое отключение любого повреждения в сети. Перерывов электроснабжения не было бы. Но установка в каждой подстанции двух выключателей с релейной защитой, действительно обеспечивающей селективную работу, очень сильно повысила бы стоимость сети.

Необходимость держать при нормальной работе сети отключенным разъединитель P_2 на подстанции $ТП_3$ диктуется желанием уменьшить число потребителей, которым при аварии в сети прекращается подача электроэнергии. Повреждение сети при замкнутом разъединителе P_2 подстанции $ТП_3$ приведет к обесточиванию всех потребителей.

Петлевая сеть должна быть рассчитана по условиям нормального и аварийного режимов работы. Сечения жил кабелей (проводов) головных участков петли выбираются из предположения о повреждении одного из головных участков сети и подаче всей мощности в петле с одной стороны. В кабельных сетях необходимые сечения жил кабелей определяются их аварийным режимом работы.

В петлевой схеме в нормальном и аварийном режимах работы сети мощность, проходящая на головном участке, больше, чем в середине петли. Последнее позволяет в некоторых случаях взять для средней части петли кабели с меньшим сечением жил, чем на головных участках сети.

К полупетле обычно присоединяется не более 5—8 подстанций. При увеличении числа подстанций выход из работы одной полупетли приводит к нарушению электроснабжения большого числа потребителей.

Из изложенного ранее следует, что в петлевой кабельной сети цветной металл используется плохо. Для снижения резерва целесообразно, если возможно, устройство сложно-петлевой сети (рис. 13-31). В этой сети линии должны работать параллельно, для чего они заходят на соединительный пункт B, совмещенный с одной из подстанций — $ТП_{10}$. Селективность отклю-

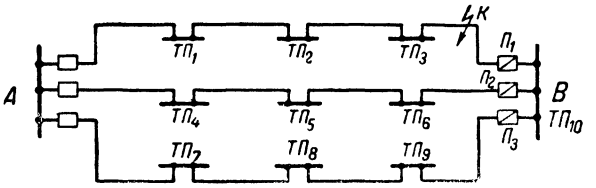


Рис. 13-31. Сложно-петлевая сеть.

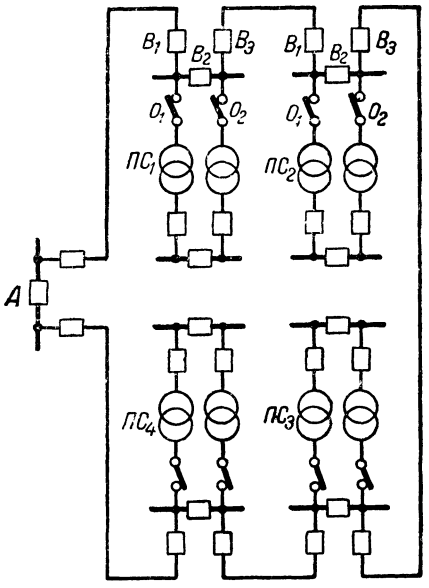


Рис. 13-32. Схема петлевой районной сети.

чения поврежденной линии достигается установкой предохранителей в пункте B [Л. 51]. При повреждении в точке К через предохранитель $П_1$ пройдет ток, примерно вдвое бо́льший, чем через каждый из предохранителей $П_2$ и $П_3$; перегорит предохранитель $П_1$.

Петлевые схемы районных сетей 35 *кв* и выше эксплуатируются замкнутыми. Подстанции таких сетей имеют мощности, исчисляемые тысячами и десятками тысяч киловатт, перерыв подачи электроэнергии к которым связан с большим народнохозяйственным ущербом. Вероятность повреждения отдельных участков воздушной сети протяженностью в несколько десятков километров значительно больше, чем участков сети протяженностью несколько сотен метров.

Приняв, что оперативные отключения трансформаторов на подстанциях производятся отделителями O_1 и O_2 и что каждый элемент системы должен отключаться селективно, получим схему сети, изображенную на рис. 13-32. Анализируя ее, обнаруживаем существенный недостаток схемы, вызванный ремонтами и осмотрами выключателей. По «Правилам технической эксплуатации» каждый выключатель для ремонтов и опробований должен отключаться несколько раз в год. В петлевой схеме при четырех подстанциях (рис. 13-32) последовательно включены 14 выключателей. Следовательно, в год потребуется большое количество разрывов петли. Надежность электроснабжения и качество доставляемой потребителям электроэнергии значительно снижаются. Стоимость такой сети будет высокой. Приведенные соображения заставляют отказаться от применения рассматриваемой схемы.

В петлевой схеме целесообразно использовать принцип блока линия — трансформатор [Л. 33]. Приняв это положение, можно отказаться от установки на подстанциях выключателей B_1 и B_3 (рис. 13-32) и получить схему, показанную на рис. 13-33, в которой каждый блок состоит из одного участка линии и двух трансформаторов, находящихся на разных подстанциях. Выпадение блока не приводит к нарушению электроснабжения потребителей. После повреждения линии, сделав переключения на разъединителях (разъединители на схеме не показаны), можно снова включить в работу на подстанциях оба трансформатора.

Схема с одним выключателем на стороне высшего напряжения подстанции будет надежнее, чем с тремя выключателями (рис. 13-32).

В некоторых случаях возможна установка выключателей на стороне высшего напряжения не на всех подстанциях (рис. 13-34). На некоторых из них выключатели заменяются отделителями O_1 и O_2. Такая замена позволяет иногда отказаться от подстан-

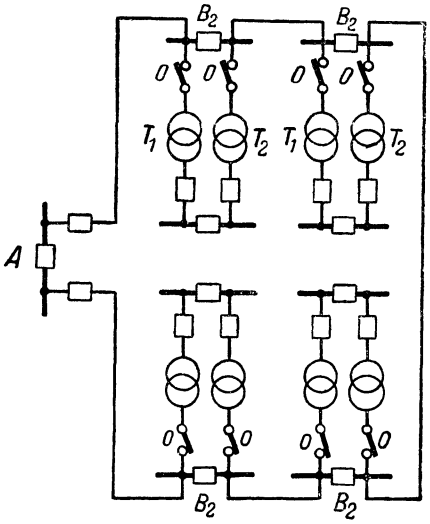


Рис. 13-33. Применение принципа блока в петлевой схеме сети.

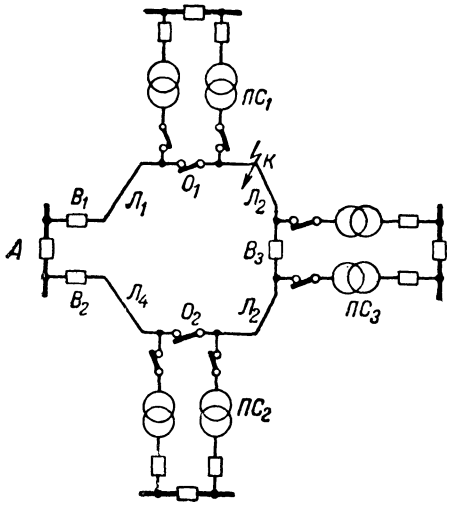


Рис. 13-34. Петлевая схема сети с секционированием линии выключателем и отделителями.

циях, на которых нет выключателей на стороне высшего напряжения, от установки аккумуляторной батареи. Экономятся, следовательно, средства не только от замены выключателей отделителями, но и затраты на батареи, стоимость каждой из которых составляет несколько десятков тысяч рублей.

В схеме на рис. 13-34 отделители $О_1$ и $О_2$ должны быть снабжены устройствами автоматики, позволяющими сохранить в работе всех потребителей при авариях в сети. Принцип построения защиты такой сети должен быть следующим: повреждение линии в точке $К$ приводит к отключению выключателей $В_1$ и $В_3$. В бестоковую паузу происходит отключение отделителя $О_1$, после чего выключатели $В_1$ и $В_3$, снабженные устройством автоматического повторного включения, снова включаются. Повреждение в точке $К$ вызовет повторное отключение выключателя $В_3$. Выключатель $В_1$ остается включенным, и подстанция $ПС_1$ получает энергию по линии $Л_1$.

Одним из современных типов городских сетей низкого напряжения является замкнутая сеть.

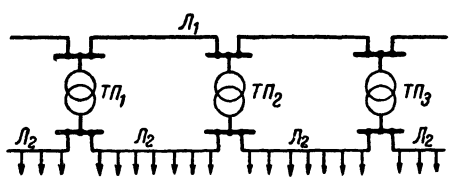


Рис. 13-35. Продольно-замкнутая сеть низкого напряжения.

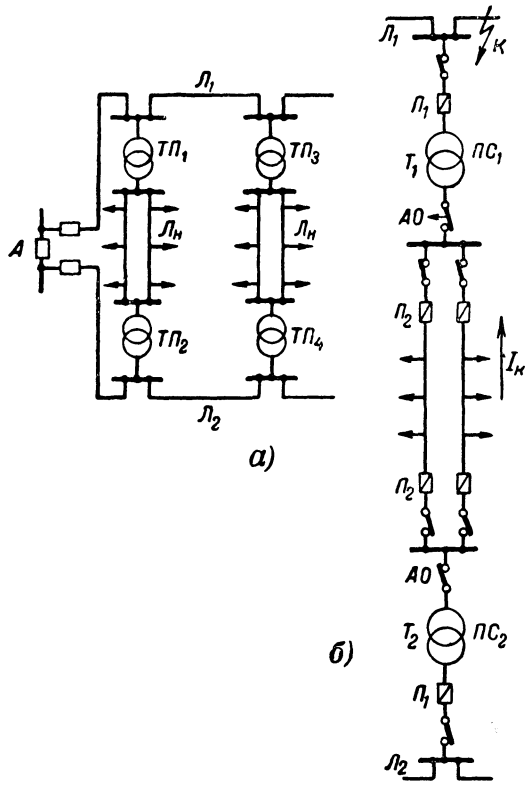


Рис. 13-36. Поперечно-замкнутая сеть низкого напряжения.

Простейший тип замкнутой сети — продольно-замкнутая сеть (рис. 13-35). Линии $Л_2$ сети низкого напряжения концами опираются на разные подстанции $ТП_1$—$ТП_3$; сеть состоит из линий двустороннего питания. Линия $Л_1$ сети высшего напряжения образует петлю. Эта сеть не удовлетворяет требованиям высокой надежности электроснабжения, поскольку и повреждения в сети высокого напряжения приводят к прекращению подачи электроэнергии большому числу потребителей.

Более совершенной простейшей схемой замкнутой сети является поперечно-замкнутая (рис. 13-36,*а*), в которой концы линии $Л_н$ сети низкого напряжения опираются на подстанции $ТП_1$—$ТП_2$ и $ТП_3$—$ТП_4$, присоединенные к разным линиям $Л_1$ и $Л_2$ высокого напряжения. При таком построении сети выход из работы одной из линий высокого напряжения не приводит к перерыву электроснабжения.

Кабели высокого и низкого напряжений и трансформаторы должны выбираться с учетом аварийного режима работы сети, когда питание происходит только по одной линии высокого напряжения.

Защиту поперечно-замкнутой сети нельзя осуществить только плавкими предохранителями. Необходима установка автоматов обратной мощности *АО* (рис. 13-36,*б*). Без них, например, при повреждении линии $Л_1$ в точке *К* через предохранители $П_1$ обеих подстанций пройдет практически один и тот же ток. Гарантировать при этом селективную работу защиты нельзя. Может произойти перегорание предохранителя $П_1$ на подстанции $ПС_2$, что приведет к прекращению электроснабжения потребителей, присоединенных к линиям сети низкого напряжения между подстанциями $ПС_1$ и $ПС_2$. Установкой быстродействующего автомата обратной мощности добиваемся того, что он отключает трансформатор $Т_1$ быстрее, чем сгорит предохранитель $П_1$ на подстанции $ПС_1$ или $ПС_2$.

Автомат обратной мощности работает и при повреждениях трансформаторов. На повреждения в сети низкого напряжения автомат обратной мощности не реагирует. Эти повреждения отключаются плавкими предохранителями $П_2$.

Линии высокого и низкого напряжений и трансформаторы в сетях типа изображенных на рис. 13-35 и 13-36 должны быть выбраны по условиям аварийного режима работы, т. е. на нагрузки, превышающие нагрузки нормального режима работы сети примерно в 2 раза. Линии сети и трансформаторы выбираются с большим резервом.

Снижение резерва в замкнутой сети возможно путем включения на параллельную работу ряда подстанций и питания их несколькими линиями высокого напряжения (рис. 13-37). Линии сети низкого напряжения связывают не две, а ряд подстанций.

В больших городах США широкое применение нашла сеть типа сетки. Линии низкого напряжения охватывают со всех сторон кварталы или отдельные здания. В плане сеть напоминает сетку (рис. 13-38), почему она и получила такое название. Все линии сети выполнены кабелями. В местах

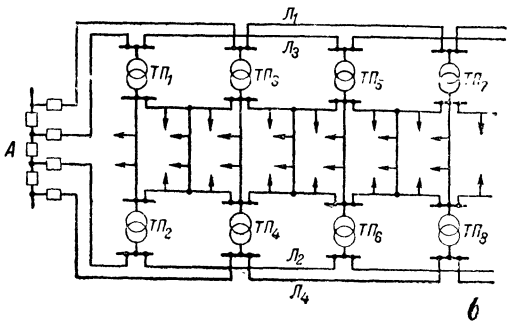


Рис. 13-37. Сложно-замкнутая сеть.

пересечения линий они металлически соединены — образуются узловые точки. Замкнутая сеть охватывает значительный район города.

При повреждении в сети низкого напряжения к месту повреждения притекает большой ток короткого замыкания. Дуга, возникшая в месте повреждения, гаснет через доли секунды. Низкое напряжение сети не может поддержать электрическую дугу. Надежное гашение дуги происходит при напряжении сети до 220 *в*. При напряжении 380 *в* гашение дуги происходит, если ток короткого замыкания не превосходит 15—18 *ка*.

В месте повреждения кабель выгорает на длине нескольких сантиметров. Концы его оказываются заизолированными спекшейся изоляцией кабеля. Кабель остается в работе — электроснабжение потребителей не прекращается.

Сеть, в которой ликвидация повреждения линии низкого напряжения осуществляется выжиганием части кабеля, является единственной, в которой может не происходить перерыва электроснабжения, даже при аварии в сети низкого напряжения, т. е. обеспечивается высшая степень надежности электроснабжения потребителей.

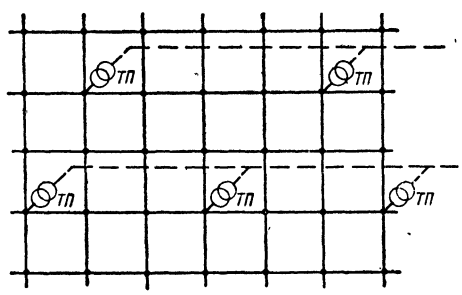


Рис. 13-38. Замкнутая сеть типа сетки.

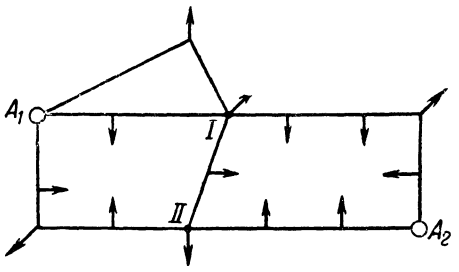


Рис. 13-39. Сложно-замкнутая районная сеть.

Опыт эксплуатации показал, что иногда при повреждениях в сети низкого напряжения возникшая электрическая дуга не гаснет и кабель выгорает на большой длине. Длительное протекание тока короткого замыкания вызывает перегрев элементов сети и их порчу. Для предотвращения этого в сети устанавливаются инертные плавкие предохранители (лимитеры), отключающие поврежденный участок сети в случае затянувшегося короткого замыкания. Следовательно, и сеть типа сетки не обеспечивает полной бесперебойности электроснабжения потребителей.

Аварии в сети высокого напряжения ликвидируются отключением поврежденной линии со стороны центра питания и отключением трансформаторов, подключенных к этой линии. В цепи трансформаторов устанавливаются сетевые автоматы, имеющие реле обратной мощности, отключающие их при протекании мощности из сети низкого напряжения в сеть высокого напряжения. После выхода из работы одной из линий высокого напряжения со всеми подключенными к ней трансформаторами нагрузка принимается ближайшими трансформаторами, питаемыми другими линиями высокого напряжения.

Сооружение замкнутой сети с выжиганием кабеля стоит дороже, чем защита линий низкого напряжения плавкими предохранителями. Правильное устройство такой сети требует прокладки кабелей в трубах или блоках. Эксплуатация сети типа сетки сложнее. Указанные соображения предопределили, что этот тип сети в Советском Союзе не нашел распространения.

В заключение укажем, что и районные сети часто выполняются сложно-замкнутыми (рис. 13-30), состоящими из ряда замкнутых контуров. Современная релейная защита позволяет обеспечить селективность ее работы и в сложно-замкнутых сетях.

13-10. ДАЛЬНИЕ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Проектные разработки передачи электроэнергии на расстояние около 1 000 *км* от Волжской ГЭС имени В. И. Ленина в Москву показали, что электропередача должна работать при напряжении порядка 400 *кв*. При напряжениях 220—300 *кв* стоимость передачи электроэнергии получается очень большой.

В первых проектных разработках (до 1940 г.) от Куйбышевской станции, переименованной впоследствии в Волжскую гидроэлектростанцию имени В. И. Ленина, для передачи в Москву около 1 *Гвт* мощности предполагалось соорудить пять линий 380 *кв* до г. Горького и четыре линии от Горького до Москвы. [Л. 52]. Пропускная способность одной цепи 380 *кв* длиной 900 *км* по уровню технических достижений довоенных лет оценивалась не более 180—200 *Мвт*.

Для передачи от Волжской гидростанции в Москву мощности 1,2 *Гвт* сооружены только две линии электропередачи 400 *кв*. Такое значительное уменьшение числа линий стало возможным благодаря использованию всех новейших научных и инженерных достижений, известных к моменту составления проекта. Решению сложных проблем дальних электропередач во многом способствовали советские инженеры и ученые.

Схема электропередачи Волжская гидроэлектростанция — Москва показана на рис. 13-40.

На станции установлены 20 гидрогенераторов $Г$ с номинальной мощностью по 105 *Мвт* каждый (123 *Мва*). Восемнадцать генераторов через повысительные трансформаторы T_1 присоединены к сборным шинам 400 *кв*. На каждый трансформатор работают три трансформатора; обмотка низшего напряжения (13,8 *кв*) трансформатора расщеплена на три обмотки.

Подключение трех генераторов к одному трансформатору снижает

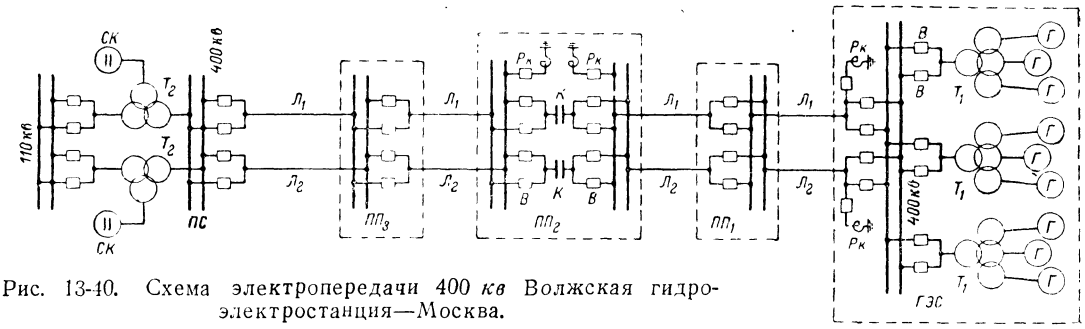


Рис. 13-40. Схема электропередачи 400 *кв* Волжская гидроэлектростанция—Москва.

первоначальные и эксплуатационные расходы. Один трансформатор на мощность трех генераторов стоит меньше, чем три трансформатора каждый мощностью, равной мощности одного генератора. Обслуживание одного трансформатора требует меньших расходов, чем нескольких. Один трансформатор занимает меньше места; размещение большого числа трансформаторов на гидростанциях затруднено.

Значительная экономия получается из-за уменьшения числа выключателей *В* 400 *кв*, необходимых для присоединения трансформаторов T_1 к сборным шинам 400 *кв* станции.

Две линии электропередачи, пройдя через три переключательных пункта $ПП_1$—$ПП_3$, приходят на шины четырех понизительных подстанций, расположенных в Москве и вблизи нее. На схеме на рис. 13-40 условно показана одна понизительная подстанция *ПС*. Трансформаторы T_2 понижают напряжение до 220 и 110 *кв* — до напряжений, при которых происходит распределение электроэнергии в районе Москвы. Распределение электроэнергии при напряжении 400 *кв* экономически нецелесообразно.

Каждая линия 400 *кв* длиной 1 000 *км* генерирует около 500 *Мва* реактивной мощности. Передача этой мощности в Москву связана со значительными потерями электроэнергии и неблагоприятным распределением напряжения вдоль линий. Снижение потерь мощности и энергии в линии, обусловленное протеканием реактивной мощности, и выравнивание напряжения вдоль линий осуществляются установкой реакторов $Р_к$ на гидростанции и втором переключательном пункте $ПП_2$. Реакторы присоединяются через выключатели, что позволяет регулировать мощность подключенных реакторов в соответствии с режимами работы электропередачи. С увеличением передаваемой мощности, т. е. при увеличении потерь реактивной мощности в сети, мощность включенных реакторов уменьшается. Суммарная мощность присоединенных реакторов 700 *Мвар*.

Установка реакторов приводит к недостатку реактивной мощности в Москве. Недостающая реактивная мощность получается от синхронных компенсаторов *СК*, установленных на понизительных подстанциях в Москве. Выработка реактивной мощности синхронными компенсаторами — более экономичное решение, чем передача всей реактивной мощности гидростанции и генерируемой линиями в Москву.

Основной вопрос, который предстояло решить при проектировании,— это увеличение пропускной способности электропередачи. Нужно было передать по двум линиям длиной около 900 *км* мощность 1,2 *Гв*.

Увеличение пропускной способности электропередачи достигнуто в основном следующими мероприятиями:

1. Сооружением переключательных пунктов $ПП_1$—$ПП_3$. Каждая линия разделена на четыре участка. Повреждение линии приводит к отключению только одного участка одной линии.

Без переключательных пунктов выход из работы одной линии увеличивает сопротивление сети вдвое. Такое возрастание сопротивления сети приводит к необходимости значительно снизить передаваемую в Москву мощность; в противном случае не обеспечивается статическая устойчивость системы. Кроме того, внезапное отключение одной из линий приводит к на-

рушению динамической устойчивости системы.

При трех переключательных пунктах выход из работы одного участка одной линии увеличивает сопротивление линий не вдвое, а всего примерно на 25%.

Сооружение переключательных пунктов значительно повышает пропускную способность электропередачи. Число переключательных пунктов выбирается на основании технико-экономических расчетов.

Для сохранения динамической устойчивости системы применено и быстродействующее отключение поврежденных участков сети. Время на работу реле и выключателей, т. е. время полного отключения участка сети с момента его повреждения, должно быть не больше 0,12 *сек.*

2. Расщеплением проводов воздушных линий. На линиях в каждой фазе подвешено по три сталеалюминиевых провода АСО-480 диаметром 30,2 *мм.* Провода одной фазы расположены в вершинах равностороннего треугольника со стороной 400 *мм.* Индуктивное сопротивление линии с расщеплением фазы на три провода снижается на 28% по сравнению с сопротивлением линии с одним проводом в фазе. Расщепление на четыре провода дает дополнительное снижение индуктивного сопротивления еще на 4%, т. е. очень незначительное, не окупающее усложнения конструкции, монтажа и эксплуатации линии, обусловленного переходом от трех к четырем проводам в фазе.

Расщепление проводов линии, кроме того, существенно снижает потери энергии на корону.

3. Продольной компенсацией линий. На переключательном пункте $ПП_2$ последовательно в линии врезаны батареи конденсаторов *К* суммарной мощностью $\sim$ 490 *Мвар*, благодаря чему индуктивное сопротивление электропередачи снижается.

Каждая батарея *К* состоит из трех параллельно включенных батарей конденсаторов, что позволяет производить частичные ремонты их и регулировать сопротивление включенных батарей в зависимости от режима работы электропередачи. При отключении одного из участков линии индуктивное сопротивление сети повышается. Отключая одну из параллельно включенных батарей, увеличиваем сопротивление батарей конденсаторов. Общее сопротивление электропередачи остается примерно одинаковым как при нормальном режиме работы, так и при отключении одного из участков одной из линий.

На схеме на рис. 13-40 показаны две батареи конденсаторов. Не показанные четыре батареи подключаются через свои выключатели *В* к восточной и западной частям переключательного пункта.

Установка батарей конденсаторов усложнила схему переключательного пункта $ПП_2$ по сравнению со схемами пунктов $ПП_1$ и $ПП_2$.

4. Автоматическим регулированием возбуждения генераторов станции. Регуляторы сильного действия позволяют поддерживать постоянство напряжения не только на зажимах генераторов, но и на зажимах высшего напряжения трансформаторов.

Мероприятия по повышению пропускной способности электропередачи связаны со значительными затратами. Однако эти затраты намного меньше, чем стоимость сооружения дополнительных параллельных линий 400 *кв*, которые пришлось бы построить без этих специальных мероприятий.

Исследование показало, что при двух цепях получается высший к. п. д. электропередачи. При трех цепях с суммарным сечением проводов, близким к суммарному сечению проводов двух линий, потери электроэнергии увеличиваются примерно на 2%. Если учесть, что потери электроэнергии в передаче составляют всего 8—9%, то указанное увеличение потерь энергии является большим.

Увеличение потерь энергии при трех цепях объясняется возрастанием потерь на корону и нагрев проводов вследствие увеличения емкостного тока линий. При трех линиях генерируемая реактивная мощность увеличивается примерно на 500 *Мвар.*

Схема строящейся электропередачи 500 *кв* от Сталинградской гидроэлектрической станции в Москву немного отличается от описанной.

В некоторых точках двухцепной электропередачи сооружаются пони-

зительные подстанции, от которых электроэнергия будет распределяться близрасположенным потребителям. Подстанции секционируют линии на участки. В каждой фазе подвешивается по три провода. Продольная компенсация отсутствует. Устойчивость работы системы обеспечивается быстродействующими регуляторами сильного действия, устанавливаемыми на генераторах станции, и другими мероприятиями.

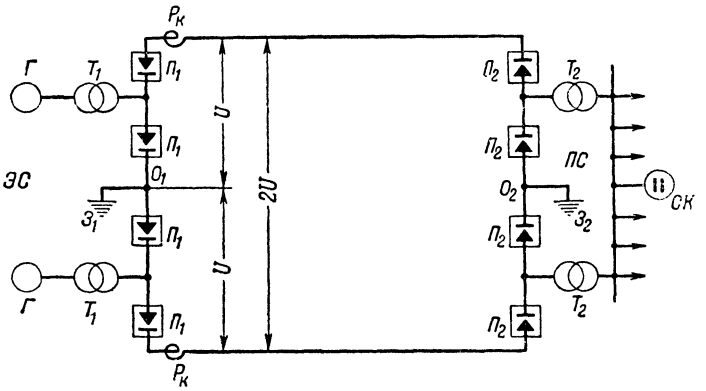


Рис. 13-42. Схема электропередачи постоянного тока высокого напряжения с использованием земли в качестве третьего провода.

В настоящее время в Советском Союзе в связи с необходимостью передачи электроэнергии на расстояние около 2 000 *км* изучается вопрос о применении переменного тока с напряжением порядка 700 *кв*.

13-11. СХЕМЫ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННОГО ТОКА ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Современная схема электропередачи постоянного тока высокого напряжения была предложена в 1918 г. М. О. Доливо-Добровольским.

Электрическая энергия, получаемая от мощных генераторов $Г$ трехфазного переменного тока (рис. 13-41), поступает в трансформаторы T_1, которые повышают напряжение до нескольких сотен тысяч вольт. Переменный ток, поступая в выпрямители $П_1$ (например, ртутные выпрямители), преобразуется в постоянный ток высокого напряжения. Для сглаживания пульсаций выпрямленного тока в линию включаются реакторы *Рк* с большим индуктивным сопротивлением.

На приемной подстанции *ПС* выпрямленный ток в преобразователях $П_2$ — инверторах — снова преобразуется в трехфазный переменный ток. Трансформатор T_2 понижает напряжение переменного тока до величины, при которой целесообразно вести распределение электроэнергии потребителям.

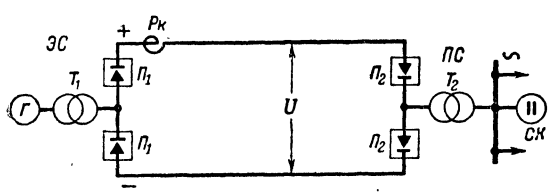


Рис. 13-41. Двухпроводная схема электропередачи постоянного тока высокого напряжения.

Реактивная мощность, необходимая системе, получается от синхронных компенсаторов *СК*. Эти же компенсаторы дают реактивную мощность, потребную для работы инверторов.

Схема на рис. 13-41 является двухпроводной. Изоляция установки относительно земли должна быть выполнена на напряжение U, равное напряжению между проводами, поскольку возможно замыкание на землю одного из ее полюсов.

Значительно более целесообразной схемой с точки зрения использования изоляции является схема, изображенная на рис. 13-42. Установка состоит из двух одинаковых половин, каждая из которых работает с напряжением U. Между полюсами (проводами) установки напряжение равно $2 \times U$. Средние точки O_1 и O_2 заземлены, что предотвращает возможность подъема напряжения на проводах выше U.

Если обе половины установки нагружены одинаково, то по земле ток не проходит. Установка с изоляцией относительно земли на напряжение U работает с напряжением $2 \times U$.

При неравномерной нагрузке обеих половин установки по земле проходит ток, равный разности токов по проводам. Неравномерность нагрузок половин установки можно исключить,

включая трансформаторы T_2 приемной подстанции на параллельную работу. Работа с одинаковой нагрузкой обеих половин установки соответствует наименьшим потерям энергии и напряжения в сети.

При повреждении одного из полюсов можно работать одной половиной установки. В этом случае будет передаваться примерно половина мощности, и по земле пройдет ток, равный рабочему току. Последнее требует тщательного надзора за заземлениями средних точек установки и выполнения этих заземлений на большой ток, протекающий длительно.

Подлежащая сооружению электропередача постоянного тока высокого напряжения между Сталинградской гидроэлектростанцией и Донбассом будет работать при напряжении ±400 *кв*. Напряжение между проводами (полюсами) составит 800 *кв*.

13-12. СОПОСТАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПОСТОЯННОГО И ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

В Советском Союзе и за рубежом развернулась широкая дискуссия о преимуществах и недостатках передачи на дальние расстояния электроэнергии постоянным и переменным током высокого напряжения. Проводятся многочисленные технико-экономические сравнения этих систем электропередачи, которые показывают, что передачу больших мощностей на большие расстояния целесообразнее осуществлять постоянным током.

Основными преимуществами и недостатками электропередач постоянного тока высокого напряжения являются следующие:

1. Отсутствие проблемы устойчивости работы электрических систем, которая резко ограничивает пропускную способность линий переменного тока и требует специальных, сложных и дорогих мероприятий. Часть этих мероприятий была рассмотрена при разборе схемы электропередачи от Волжской гидроэлектростанции в Москву.

2. Снижение потерь мощности и электроэнергии при передаче. Сопоставление в одном из проектов мощных электропередач 400 *кв* переменного тока и 2×400 *кв* постоянного тока при длине линии 1 000 *км* показало, что потери энергии при передаче постоянным током меньше на 4%, чем при передаче переменным током. Осуществление передачи 10 млрд. *квт·ч* при наибольшей нагрузке 1,7—2 *Гвт* постоянным током сэкономило бы ежегодно 400—500 млн. *квт·ч* электроэнергии, т. е. сохранило бы ежегодно 200—250 тыс. *т* условного топлива; стоимость потерянной электроэнергии в электропередаче постоянного тока меньше примерно на 40 млн. руб. в год, чем в электропередаче переменного тока.

3. Снижение расходов на сооружение линии постоянного тока. На линии постоянного тока должны быть подвешены два, а не три провода Сильно уменьшается расход цветного металла, изоляторов и линейной арматуры.

Наличие на опоре двух, а не трех проводов на линии постоянного тока уменьшает ветровые и гололедные нагрузки на опоры. При двух проводах конструктивная схема опоры получается более целесообразной и простой, чем при трех проводах. Указанные обстоятельства обусловливают снижение стоимости опор и фундаментов линий постоянного тока по сравнению с линиями переменного тока.

4. Линии постоянного тока вплоть до напряжения 2×600 *кв* можно выполнить кабелями. Применение кабелей для линий 400—600 *кв* переменного тока практически следует считать исключенным вследствие высокой стоимости таких кабелей.

Это обстоятельство определяет целесообразность сооружения электропередач постоянного тока высокого напряжения при передаче электроэнергии через значительные водные пространства. Передача электроэнергии на о. Готланд, расположенный в 100 *км* от материка, в Швеции осуществлена постоянным током 100 *кв*. Проложен одножильный подводный кабель. Обратным проводом служит море. Проектируемую связь между энергосистемами Англии и Франции намечено осуществить линией постоянного тока высокого напряжения с прокладкой кабеля по дну пролива Ламанша.

Таблица 13-2

Сопоставление электропередач постоянного и переменного тока высокого напряжения

Мощность по линии, *Гвт*	Длина линии, *км*												
	200	300	400	500	600	700	800	900	1 000	1 100	1 200	1 300	1 400
4,5													
4,0		Постоянный					Постоянный						
3,5			и перемен-										
3,0	Пере-		ный							ток			
2,5	менный			ток									
2,0	ток												
1,5													
1,0													

Опыт работы кабелей на линиях постоянного тока высокого напряжения в СССР и за рубежом показал высокую надежность их работы.

5. Подстанции на отправном и приемном концах установок постоянного тока усложняются и удорожаются. На них, кроме трансформаторов, повышающих и понижающих напряжение переменного тока, нужно иметь преобразователи переменного тока в постоянный и обратно. Наличие преобразователей усложняет эксплуатацию подстанций.

Преобразователи должны быть надежными в работе, так как от этого зависит надежность электроснабжения потребителей. Разработанные в СССР преобразователи и схемы передачи электроэнергии постоянным током дают уверенность, подкрепленную опытом, в возможности создания установок постоянного тока высокого напряжения, работающих надежно.

6. Преобразование постоянного тока в переменный связано с потреблением инверторами около 0,5 *ква* реактивной мощности на каждый киловатт активной мощности, отданной подстанцией. На подстанции нужно установить мощные генераторы реактивной мощности, что связано с дополнительными расходами.

7. Линии переменного тока позволяют осуществлять в любом месте ответвления для питания потребителей, находящихся вблизи трассы электропередачи. Отбор от линий 400 *кв* и выше переменного тока можно осуществлять только при наличии мощных потребителей, так как устройство ответвлений и подстанций на эти напряжения связано с большими затратами.

Проблема отбора мощности от линий постоянного тока в настоящее время подробно изучается; имеются серьезные основания думать, что она будет решена успешно.

Точного технико-экономического сравнения электропередач постоянного и переменного тока произвести нельзя из-за необходимости оценивать некоторые элементы электропередачи постоянного тока приближенно.

Результаты одного из сравнительных расчетов [Л. 53] по определению границ применения выгодности электропередач постоянного и переменного тока приведены в табл. 13-2.

При составлении этой таблицы было принято, что электропередача переменного тока работает с напряжением 600 *кв*, а постоянного тока — с напряжением ± 600 *кв*.

Цифры табл. 13-2 показывают, что передача переменным током является более выгодной при моменте нагрузки

$$M \leqslant PL = 1\,000 \ Гвт \cdot км.$$

При $M \geqslant 2\,000$ *Гвт·км* целесообразно применение постоянного тока.

Преимущества электропередач постоянного тока растут с увеличением длины линий.

Приведенное в табл. 13-2 сравнение электропередач постоянного и переменного тока высокого напряжения произведено, исходя из современного состояния техники передачи электроэнергии. Поскольку в настоящее время мы находимся на начальной стадии освоения мощных передач постоянного тока, можно смело утверждать, что в результате разработок новых вентилей и новых схем преобразования область экономически целесообразного применения постоянного тока значительно расширится.

Последнее время ведутся разработки передачи постоянным током относительно небольших мощностей на относительно небольшие расстояния.

13-13. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИЯХ

На понизительных подстанциях, как правило, устанавливаются трехфазные трансформаторы. Однофазные трансформаторы применяются, когда трехфазные трансформаторы нужной мощности не могут быть доставлены на строительство по условиям провоза их по автогужевым и железным дорогам. Первоначальные и эксплуатационные расходы при трехфазных трансформаторах меньше, чем при однофазных. Потери мощности энергии в однофазных трансформаторах больше, чем в трехфазных.

На подстанциях можно установить один, два и более трансформаторов. При одном трансформаторе на подстанции, если нет связи по сети низшего напряжения с другими подстанциями, повреждения и ремонты его приводят к временному прекращению электроснабжения потребителей. На подстанциях с двумя трансформаторами можно иметь необходимый резерв в трансформаторах.

Рассмотрим вначале однотрансформаторные подстанции.

Этот тип подстанции имеет широкое распространение в городских, поселковых и сельскохозяйственных сетях, в которых устанавливаются трансформаторы мощностью 5—180 *ква*. Трансформаторы 320—560 *ква* применяются только в больших городах. При двух трансформаторах на подстанции стоимость последней увеличивается примерно в 1,5—1,7 раза по сравнению с однотрансформаторной. Потребовались бы большие дополнительные капиталовложения.

В городских, поселковых и сельскохозяйственных сетях предусматривается централизованный трансформаторный резерв, который может быть быстро доставлен к любой подстанции.

Однотрансформаторные подстанции нашли широкое распространение и в фабрично-заводских сетях, на цеховых подстанциях которых устанавливаются трансформаторы до 1 000 *ква* и более. Централизованный резерв, ограниченность площади, занимаемой промышленным предприятием, и развитые пути сообщения позволяют производить быструю замену даже относительно мощных трансформаторов резервными.

При хорошей организации эксплуатации повреждаемость трансформаторов, в особенности в кабельных сетях, мала. В случаях аварийного выхода из работы трансформатора для уменьшения длительности перерыва электроснабжения он заменяется резервным.

Плановые ремонты трансформаторов проводятся при спадах нагрузки. При плановых ремонтах трансформаторов, требующих значительного времени, они заменяются резервными.

Отметим, что в замкнутых сетях, питаемых несколько параллельно работающими трансформаторами, однотрансформаторные подстанции обеспечивают непрерывность электроснабжения потребителей при ремонтах и повреждениях отдельных трансформаторов.

Установка одного трансформатора на крупных подстанциях районного значения не может быть оправдана. Выход из работы трансформатора приводит к расстройству жизни ряда населенных мест и большому народнохозяйственному ущербу, обусловленному простоем промышленных предприятий. Доставка и включение в работу резервного трансформатора большой мощности весом в несколько десятков тысяч тонн займут значительное количество времени — про-

изойдет длительный перерыв электроснабжения.

При небольшой мощности районной подстанции экономически целесообразным может оказаться сооружение одно-, а не двухтрансформаторной подстанции. Обязательное условие при этом — наличие централизованного трансформаторного резерва. Напомним, что по «Правилам устройства» перерыв электроснабжения, даже для нагрузок категории 3, допускается не свыше 1 суток. Исправление поврежденного трансформатора за такой срок невозможно.

Предположим, что в сети 35 *кв* проектируется подстанция, наибольшая нагрузка которой составит 2,5 *Мва*, а среднегодовая активная — 1 *Мвт*. Нагрузки подстанции — категорий 2 и 3.

Возможна установка одного трансформатора мощностью 3,2 *Мва* или двух мощностью по 1,8 *Мва* каждый. В первом случае предусматривается централизованный резерв в виде трансформатора на специальной платформе. Этот трансформатор является резервным к нескольким трансформаторам, установленным на разных подстанциях данного района.

Подсчеты показали, что стоимость двухтрансформаторной подстанции, учитывая и соответствующую долю затрат на централизованный резерв при однотрансформаторной подстанции, больше на 60 тыс. руб. Народнохозяйственный ущерб из-за прекращения электроснабжения района оценивается в 10 руб. за каждый недоданный киловатт-час электроэнергии.

Принимая вероятность повреждения трансформатора 1 раз в 50 лет и время на замену поврежденного трансформатора резервным и на пуск и наладку работы предприятий около 1 суток, получаем средний перерыв электроснабжения 0,5 *ч* в год. При среднегодовой нагрузке 1 *Мвт* народнохозяйственный ущерб составит:

$$У = 0{,}5 \cdot 1\,000 \cdot 10 = 5\,000 \text{ руб/год.}$$

Расчетные затраты, т. е. затраты с учетом эффективности капиталовложений, при двухтрансформаторной подстанции больше на 9 000 руб. Следовательно, предпочтение должно быть отдано варианту однотрансформаторной подстанции.

На подстанциях с одним трансформатором мощность его определяется с учетом допускаемой перегрузки трансформатора при нормальном режиме работы за счет суточных и годовых снижений нагрузок подстанции. Целесообразность установки трансформатора, выбранного с учетом возможной его перегрузки, должна быть подтверждена технико-экономическими расчетами.

Выбор варианта двух- или трехтрансформаторной подстанции решается на основе технико-экономического сравнения этих вариантов. Установка на подстанции более двух трансформаторов, как показали соответствующие исследования, оправдывается только в специальных случаях: очень большая мощность подстанции, необходимость иметь на подстанции четыре напряжения, невозможность доставки на подстанцию трансформаторов большой мощности и т. д. Стоимость сооружения и эксплуатации двухтрансформаторных подстанций меньше, чем трех- и четырехтрансформаторных.

Повышение мощности подстанций с двумя трансформаторами целесообразно производить заменой работающих трансформаторов единицами большей мощности, а не установкой дополнительного третьего трансформатора.

Когда увеличение мощности подстанции нельзя осуществить заменой трансформаторов на более мощные, в ряде случаев целесообразнее соорудить вторую понизительную подстанцию, а не проводить полную реконструкцию подстанции с установкой третьего трансформатора. Последнее в особенности относится к подстанциям упрощенного типа — без выключателей на стороне высшего напряжения. При сравнении вариантов с одной и двумя подстанциями необходимо обязательно учесть влияние второй подстанции на уменьшение стоимости распределительной сети к потребителям.

Мощность каждого трансформатора двухтрансформаторной подстанции, как правило, определяется аварийным режимом работы подстанции. При выходе из работы одного трансформато-

ра оставшийся трансформатор должен обеспечить электроснабжение всех потребителей. По «Правилам устройства» в аварийном режиме допускается перегрузка оставшегося в работе трансформатора до 140% его номинальной мощности. В городских сетях перегрузка трансформаторов допускается до 150%.

В последние годы в Советском Союзе широкое распространение получили автотрансформаторы, что объясняется следующими их преимуществами:

1. Потери активной и реактивной мощности в автотрансформаторах меньше, чем в трансформаторах.

2. Автотрансформаторы стоят дешевле, чем трансформаторы.

3. Автотрансформаторы могут быть изготовлены с большей предельной мощностью, чем трансформаторы.

Автотрансформаторы должны работать с заземленной нейтралью и потому могут устанавливаться в сетях с напряжением 110 *кв* и выше. Сети напряжением 35 *кв* и ниже в СССР работают с изолированной или компенсированной нейтралью.

Применение автотрансформаторов из-за электрической связи обмоток разных напряжений несколько усложняет релейную защиту и регулирование напряжения в системе. Эти затруднения не столь существенны, чтобы заставить отказаться от применения автотрансформаторов.

ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ

ОСНОВЫ МЕХАНИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Глава четырнадцатая

РАСЧЕТ ПРОВОДОВ И ТРОСОВ ПРИ НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ ЛИНИЙ

14-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Воздушные линии по «Правилам устройства» делятся на три класса (табл. 14-1).

Таблица 14-1

Классы воздушных линий

Классы воздушных линий	Номинальные напряжения сетей, *кв*	Категории потребителей электроэнергии
I	Выше 35 *кв*	Независимо от категории
II	35 *кв*	Категории I и II
	35 *кв*	Категория III
	Выше 1 до 20	Независимо от категории
III	1 *кв* и ниже	То же

К конструкциям линий класса I, питающим обширные районы и мощные нагрузки, предъявляются наиболее строгие требования, обеспечивающие высокую надежность электроснабжения.

Провода и тросы подвешиваются на линиях с определенным коэффициентом запаса прочности. По «Правилам устройства» номинальный коэффициент запаса прочности определяется отношением

$$n = \frac{\sigma_{вр}}{[\sigma]}, \qquad (14\text{-}1)$$

где $\sigma_{вр}$ — временное сопротивление проволоки, из которой изготовлен провод или трос, на растяжение, $кГ/мм^2$;

$[\sigma]$ — допускаемое напряжение материала провода или троса, $кГ/мм^2$.

Многопроволочные провода и тросы линий классов I и II, проходящие по ненаселенным местностям, рассчитываются с номинальным коэффициентом запаса прочности 2, а однопроволочные — 2,5. В населенных местностях и при пересечениях инженерных сооружений (дорог, линий связи и т. д.) требуемый коэффициент запаса прочности проводов и тросов линий классов I и II зависит от их материала и сечения. По «Правилам устройства» запас прочности принимается равным:

1) для алюминиевых проводов с сечениями до 120 $мм^2$, медных проводов с сечениями до 70 $мм^2$ и стальных проводов и тросов с сечениями до 25 $мм^2$ — 2,5;

2) для всех остальных проводов и тросов — 2.

На линиях класса III, проложенных в населенных местностях, однопроволочные провода монтируются с коэффициентом запаса прочности 2,5, а многопроволочные — 2.

Для сталеалюминиевых проводов допускается повышение напряжения на 20% сверх найденного по номинальному коэффициенту запаса прочности, если это оправдывается технико-экономическими расчетами.

Тяжение по проводу при среднегодовой температуре не должно превышать 25% временного сопротивления провода.

Увеличение запаса прочности для медных, алюминиевых и стальных проводов небольших и средних сечений на линиях в населенных местностях и для однопроволочных проводов на всех линиях преследует цель повы-

сить надежность работы линий с такими проводами и тросами.

Для обеспечения необходимой механической прочности воздушных линий «Правилами устройства» установлены наименьшие сечения и диаметры проводов и тросов, которые можно подвешивать на линиях (табл. 14-2 и 14-3).

Таблица 14-2

Наименьшие сечения и диаметры проводов линий класса III

Материал проводов	Одно- и многопроволочные провода
Медь	6 *мм*²
Сталь	∅3 *мм*
Биметалл	∅3 „
Алюминий и его сплавы	16 *мм*²

Таблица 14-3

Наименьшие сечения проводов и тросов линий классов I и II, *мм*²

Материал проводов и тросов	Населенные местности и пересечения с инженерными сооружениями		Ненаселенные местности	
	Классы линий			
	I	II	I	II
Медь и сталь	25	25	25	10
Сталеалюминий	25	16	25	16
Алюминий и его сплавы	35	35	35	25

Расчет проводов, тросов и опор производится для нормальных режимов работы линий, когда все провода и тросы целы, и для аварийных режимов — при обрыве одного провода или троса или обрыве двух проводов.

Расчет конструкций воздушных линий рекомендуется производить для следующих сочетаний климатических условий:

I. Нормальные режимы работы линий

1. Высшая расчетная температура $\vartheta_{вс}$; ветра и гололеда нет. Расчетная температура провода принимается равной высшей температуре воздуха местности, в которой сооружается линия. Для многих районов СССР $\vartheta_{вс} = +40°$ С.

2. Низшая расчетная температура $\vartheta_{нз}$, принимаемая равной низшей температуре воздуха. Ветра и гололеда нет. Для средней полосы Советского Союза часто принимают $\vartheta_{нз} = -40°$ С.

3. Среднегодовая температура $\vartheta_{с.г}$; ветра и гололеда нет.

4. Наибольшая расчетная скорость ветра $v_{нб}$ при температуре $\vartheta_{в}$ гололеда нет.

По „Правилам устройства" скорость ветра $v_{нб}$ для линий класса I принимается не менее 25 *м/сек*, для линий класса II — не менее 20 *м/сек* и для линий класса III — 15 *м/сек*.

Температуру воздуха при наибольшем расчетном ветре можно принимать равной —5° С.

5. Провода и тросы покрыты гололедом, температура воздуха $\vartheta_{г}$; скорость ветра $v_{г} = 0{,}5 v_{нб}$. В районах III и IV по гололедности $v_{г}$ не менее 15 *м/сек*.

По «Правилам устройства» гололедо-изморозевые отложения на проводах приводятся к гололедным отложениям цилиндрической формы с объемным весом $g_0 = 0{,}0009$ *кГ/см*³. В зависимости от интенсивности гололедоизморозевых отложений установлены пять районов гололедности: I район — толщина стенки гололеда 0,5 *см*; II район — 1 *см*; III район — 1,5 *см*; IV район — 2 *см* и V — особо гололедный район с толщиной стенки гололеда более 2 *см*.

В большинстве случаев температура воздуха, при которой происходят гололедо-изморозевые отложения, принимается —5° С.

II. Аварийные режимы работы линии

1. Провода и тросы покрыты гололедом, ветра нет, температура воздуха $\vartheta_{г}$.

При расчетах промежуточных опор предполагается обрыв одного провода или одного троса.

Расчет анкерных опор ведется в предположении обрыва двух проводов или одного троса.

2. Провода свободны от гололеда, температура воздуха равна низшей расчетной температуре $\vartheta_{нз}$.

При всех расчетах проводов и тросов предполагается, что ветер направлен горизонтально и перпендикулярно трассе линии.

Расчет механической части воздушных линий следует производить по данным о климатических условиях, полученным при достаточно продолжительных наблюдениях над температурой воздуха, скоростью ветра, интенсивностью и объемным весом гололеда в районе сооружения линии.

Расчетные нагрузки принимаются соответствующими наиболее неблагоприятным сочетаниям климатических условий, наблюдаемых не реже 1 раза в 10 лет для линий класса I и не реже 1 раза в 5 лет для линий классов II и III.

14-2. МЕХАНИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ПРОВОДОВ И ТРОСОВ

Провода и тросы [1] воздушных линий периодически подвергаются действию внешних нагрузок (гололед, ветер), изменяется температура окружающего воздуха, в результате чего тяжения по проводам не остаются постоянными.

Внешние нагрузки распределены вдоль проводов неравномерно. Поскольку обычно неравномерность нагрузки невелика и учет неравномерности нагрузки практически неосуществим, расчет проводов ведется в предположении равномерного распределения внешних нагрузок по длине пролета.

Наиболее удобной формой выражения нагрузок для расчета проводов являются удельные нагрузки — нагрузки, отнесенные к единице длины провода и к единице поперечного сечения его.

Выведем формулы для определения удельных нагрузок проводов.

1. Собственный вес провода. Удельная нагрузка от веса провода γ_1 зависит от материала и конструкции его. Для однопроволочного провода она равна весу в килограммах провода длиной 1 *м* с поперечным сечением 1 *мм*^{2}. Удельная нагрузка от веса многопроволочного провода из-за скрутки его из нескольких проволок больше на 2—3% удельной нагрузки однопроволочного провода того же сечения.

Удельная нагрузка от веса провода равна:

$$\gamma_1 = \frac{G}{F} \; кГ/м \cdot мм^2, \qquad (14\text{-}2)$$

где G — вес 1 *м* провода, *кг*;

F — действительное, а не номинальное сечение провода, *мм*^{2}.

Механический расчет проводов и тросов ведется по их действительным сечениям. Напомним, что электрический расчет ведется по номинальным сечениям проводов.

Веса стандартных проводов приведены в приложении 2.

2. Гололед. При определении нагрузки от гололеда считается, что провод покрыт цилиндрическим слоем гололеда с одинаковой толщиной стенки вдоль всего пролета.

Обозначив: d — диаметр провода, *мм*; b — толщину стенки гололеда, *мм*; g_0 — объемный вес гололеда, *кГ/см*^{3}, можно написать:

$$\gamma_2 = \frac{\left[\frac{\pi(d+2b)^2}{4} - \frac{\pi d^2}{4}\right] g_0}{F}.$$

Преобразовав эту формулу и приняв $g_0 = 0{,}0009$ *кГ/см*^{3}, получим:

$$\gamma_2 = 0{,}00283 \frac{b(d+b)}{F} \; кГ/м \cdot мм^2. \qquad (14\text{-}3)$$

3. Нагрузка от веса провода и гололеда. Эта нагрузка, поскольку обе ее составляющие направлены вертикально вниз, равна:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 \; кГ/м \cdot мм^2. \qquad (14\text{-}4)$$

Нагрузка от давления ветра на провод. Давление ветра на провода и опоры определяется по скоростному напору ветра, равному:

$$q = \frac{v^2}{16} кГ/м^2.$$

Ветровая нагрузка P на провода и опоры находится по формуле

$$P = \alpha C_x S \frac{v^2}{16}, \qquad (14\text{-}5)$$

[1] Все сказанное в дальнейшем о проводах полностью относится и к тросам.

где α — коэффициент неравномерности ветра, учитывающий, что на длине пролета средняя скорость ветра меньше наибольшей;

C_x — аэродинамический коэффициент, зависящий от формы поверхности, на которую давит ветер, диаметра проводов и т. д.;

S — проекция поверхности рассчитываемого элемента на плоскость, нормальную к направлению ветра, $м^2$.

Коэффициент α неравномерности распределения ветра по пролету по «Правилам устройства» принимается зависящим от скорости ветра и равным: при скорости ветра до 20 *м/сек*—1,0, при 25 *м/сек*—0,85, при 30 *м/сек*—0,75 и при 35 *м/сек* и более — 0,7.

Аэродинамический коэффициент берется: для проводов, свободных от гололеда, с диаметром 20 *мм* и более—1,1, для проводов, свободных от гололеда, с диаметром до 20 *мм* и для всех проводов, покрытых гололедом, — 1,2, для цилиндрических элементов опор с диаметром 15 *см* и более — 0,7, для плоских элементов — 1,5.

При направлении ветра к оси провода под углом φ давление ветра на провод находится умножением (14-5) на $\sin\varphi$.

Удельная нагрузка от ветра на провод, свободный от гололеда,

$$\gamma_{4(v)}=\frac{\alpha C_x d v^2}{16F\cdot 1\,000}\ кГ/м\cdot мм^2. \quad (14\text{-}6)$$

Индекс (v) при γ_4 показывает, для какой скорости ветра определяется нагрузка. Например, при скорости ветра 25 *м/сек* $v=25$.

У проводов, покрытых гололедом, поверхность, на которую давит ветер, увеличивается. Удельная нагрузка от ветра

$$\gamma_{5(v)}=\frac{\alpha C_x (d+2b) v^2}{16F\cdot 1\,000}\ кГ/м\cdot мм^2. \quad (14\text{-}7)$$

5. Результирующие нагрузки. Результирующие нагрузки на провод слагаются из вертикальных нагрузок (вес провода, гололеда) и горизонтальных нагрузок давления ветра.

Удельная нагрузка от веса провода и давления ветра на провод, свободный от гололеда,

$$\gamma_{6(v)}=\sqrt{\gamma_1^2+\gamma_{4(v)}^2}\ кГ/м\cdot мм^2. \quad (14\text{-}8)$$

Удельная нагрузка от веса провода и гололеда и давления ветра на обледенелый провод

$$\gamma_{7(v)}=\sqrt{\gamma_3^2+\gamma_{5(v)}^2}\ кГ/м\cdot мм^2. \quad (14\text{-}9)$$

Приведенные удельные нагрузки позволяют произвести расчет проводов и тросов для всех случаев, встречающихся при проектировании воздушных линий.

Пример 14-1. Определить удельные нагрузки сталеалюминиевого провода АС-120, имеющего сечение алюминия 115 $мм^2$ и стали 22 $мм^2$. Диаметр провода 15,2 *мм*. Вес 1 *км* провода 492 *кг* (см. приложение 2, табл. 3).

Линию предположено проложить в районе II гололедности. Наибольшая расчетная скорость ветра 25 *м/сек*.

Удельные нагрузки сталеалюминиевых проводов относятся ко всему сечению провода, которое равно 137 $мм^2$.

1. Удельная нагрузка от веса провода

$$\gamma_1=\frac{G}{F_0}=\frac{0,492}{137}=3,58\cdot 10^{-3}\ кГ/м\cdot мм^2.$$

2. Удельная нагрузка от веса гололеда с толщиной стенки 1 *см*

$$\gamma_2=0,00283\,\frac{b(d+b)}{F_0}=$$

$$=0,00283\,\frac{10(15,2+10)}{137}=5,20\cdot 10^{-3}\ кГ/м\cdot мм^2.$$

3. Удельная нагрузка от веса провода и гололеда

$$\gamma_3=\gamma_1+\gamma_2=3,58\cdot 10^{-3}+5,20\cdot 10^{-3}=$$
$$=8,78\cdot 10^{-3}\ кГ/м\cdot мм^2.$$

4. Удельная нагрузка на провод, свободный от гололеда, от давления ветра со скоростью 25 *м/сек*

$$\gamma_{4\,(25)}=\frac{\alpha C_x d v^2}{16F_0\cdot 1\,000}=$$

$$=\frac{0,85\cdot 1,2\cdot 15,2\cdot 25^2}{16\cdot 137\cdot 1\,000}=4,41\cdot 10^{-3}\ кГ/м\cdot мм^2.$$

5. Удельная нагрузка на провод, покрытый гололедом, от давления ветра со скоростью $v_г=0,5v_{нб}=12,5$ *м/сек*

$$\gamma_{5\,(12,5)}=\frac{\alpha C_x (d+2b) v^2}{16F_0\cdot 1\,000}=$$

$$=\frac{1\cdot 1,2(15,2+20)\cdot 12,5^2}{16\cdot 137\cdot 1\,000}=3,01\ кГ/м\cdot мм^2.$$

6. Результирующая удельная нагрузка от веса провода и давления ветра на провод, свободный от гололеда,

$$\gamma_{6\,(25)} = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_{4\,(25)}^2} = \sqrt{3{,}58^2 + 4{,}41^2} \times$$
$$\times 10^{-3} = 5{,}68 \cdot 10^{-3}\ кГ/м \cdot мм^2.$$

7. Результирующая удельная нагрузка от веса провода и гололеда и давления ветра на провод, покрытый гололедом,

$$\gamma_{7\,(12{,}5)} = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_{5\,(12{,}5)}^2} = \sqrt{8{,}78^2 + 3{,}01^2} \times$$
$$\times 10^{-3} = 9{,}27 \cdot 10^{-3}\ кГ/м \cdot мм^2.$$

14-3. ТЯЖЕНИЯ И СТРЕЛЫ ПРОВЕСА ПРОВОДА

Провод, подвешенный между точками A и B (рис. 14-1) и равномерно нагруженный по всей длине удельной нагрузкой γ, принимает форму цепной линии, уравнения которой

$$\left.\begin{aligned} y &= h_0 \operatorname{ch} \frac{x}{h_0}; \\ L &= 2h_0 \operatorname{sh} \frac{x}{h_0}, \end{aligned}\right\} \qquad (14\text{-}10)$$

где h_0 — расстояние низшей точки провода от оси абсцисс;
L — длина провода в пролете.

Ось Oy при точках подвеса провода A и B, находящихся на одной высоте, является осью симметрии. Положение оси абсцисс определяется длиной отрезка провода Be с той же удельной нагрузкой γ, который нужно перекинуть через идеальный блок в точке B, чтобы уравновесить цепную линию. Следовательно, нагрузка от провода на длине Be равна тяжению, действующему по проводу в точке B, т. е.

$$T_B = \gamma y_2 F. \qquad (14\text{-}11)$$

Подобным же образом можно найти тяжение по проводу, действующее в любой точке его, для чего в уравнении (14-11) нужно взять соответствующее значение y. Тяжение по проводу в низшей точке провода составит:

$$T_0 = \gamma h_0 F. \qquad (14\text{-}12)$$

Следовательно, тяжение по проводу в точке B закрепления его больше, чем в низшей точке провода, на величину

$$T_B - T_0 = \gamma F (y_2 - h_0) = \gamma F f.$$

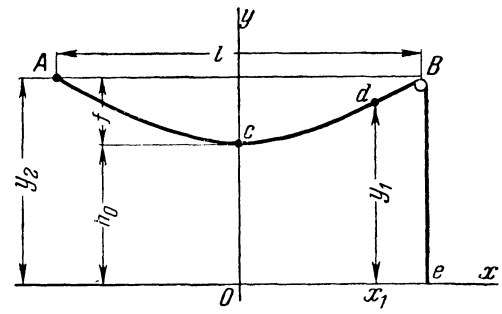


Рис. 14-1. Кривая провисания провода.

Выражая тяжение по проводу через напряжение материала и сечение провода, получаем:

$$(\sigma_B - \sigma_0) F = \gamma F f,$$

или

$$\sigma_B = \sigma_0 + \gamma f. \qquad (14\text{-}13)$$

Полученное уравнение позволяет, зная напряжение материала провода σ_0 в низшей точке его, найти напряжение материала σ_B в точке подвеса провода или в какой-либо другой точке.

Тяжение, действующее в какой-либо точке провода, направлено по касательной в этой точке к кривой провисания провода. В низшей точке провода тяжение T_0 направлено по горизонтали.

Определяя из (14-12) h_0, находим:

$$h_0 = \frac{T_0}{\gamma F} = \frac{\sigma_0 F}{\gamma F} = \frac{\sigma_0}{\gamma}. \qquad (14\text{-}14)$$

Параметр h_0 равен отношению напряжения материала провода в низшей точке его к удельной нагрузке провода.

Раскладывая правые части (14-11) в ряд и внося значение h_0 из (14-14), находим:

$$\left.\begin{aligned} y &= \frac{\sigma_0}{2} + \frac{x^2\gamma}{1 \cdot 2\sigma_0} + \frac{x^4\gamma^3}{1 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 4\sigma_0^3} + \dots \\ L &= 2\left(x + \frac{1}{1 \cdot 2 \cdot 3} \cdot \frac{x^3\gamma^2}{\sigma_0^2} + \right. \\ &\left. + \frac{1}{1 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 4 \cdot 5} \cdot \frac{x^5\gamma^4}{\sigma_0^4} + \dots\right). \end{aligned}\right\} \qquad (14\text{-}15)$$

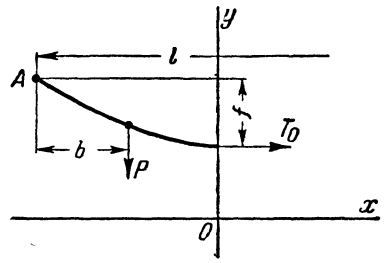


Рис. 14-2. Силы, действующие на полупролет провода.

Определяя y_2 один раз по (14-15), а другой — по чертежу на рис. 14-1, получаем:

$$y_2=\frac{\sigma_0}{2}+\frac{l^2\gamma}{2!4\sigma_0}+\frac{l^4\gamma^3}{4!16\sigma_0^3}+\ldots;$$

$$y_2=f+h_0=f+\frac{\sigma_0}{\gamma}.$$

Приравнивая правые части двух последних уравнений, находим стрелу провеса провода:

$$f=\frac{l^2\gamma}{8\sigma_0}+\frac{l^4\gamma^3}{384\sigma_0^3}+\ldots \qquad (14\text{-}16)$$

Длина провода L в пролете (между точками A и B) найдется, если подставить

$$x=\frac{l}{2}.$$

$$L=2\left(\frac{l}{2}+\frac{l^3\gamma^2}{3!8\sigma_0^2}+\frac{l^5\gamma^4}{5!32\sigma_0^4}+\ldots\right). \qquad (14\text{-}17)$$

Исследования показывают, что для обычно встречающихся на практике условий определение стрел провеса и длин проводов можно производить приближенно, оставляя в (14-16) один первый член, а в (14-17) два первых члена. Приняв это положение, получим:

$$f=\frac{l^2\gamma}{8\sigma_0}; \qquad (14\text{-}18)$$

$$L=l+\frac{l^3\gamma^2}{24\sigma_0^3}. \qquad (14\text{-}19)$$

Преобразуя (14-18) и (14-19), находим:

$$L=l+\frac{8}{3}\cdot\frac{f^2}{l}. \qquad (14\text{-}20)$$

Уравнения (14-18)—(14-20)—уравнения параболы. Они являются основными при расчетах проводов.

Выясним, за счет какого допущения получаются уравнения параболы, а не цепной линии.

Заменяя отрезанную половину провода с тяжением T_0 в низшей точке провода (рис. 14-2) и сосредоточивая нагрузку P от полупролета провода на расстоянии b от точки A, можно написать уравнение равновесия провода в виде:

$$fT_0=bP. \qquad (14\text{-}21)$$

Преобразуя (14-18), умножив при этом обе части его на площадь поперечного сечения провода F, находим:

$$f\sigma_0F=\frac{l\gamma F}{2}\cdot\frac{l}{4},$$

или

$$T_0=\frac{l\gamma F}{2}\cdot\frac{l}{4}. \qquad (14\text{-}22)$$

Приравнивая правые части (14-21) и (14-22), получаем:

$$Pb=\frac{l\gamma F}{2}\cdot\frac{l}{4}.$$

Последнее равенство справедливо, если принять нагрузку P равной произведению длины полупролета провода на нагрузку, приходящуюся на единицу его длины. В этом случае

$$P=\frac{l\gamma F}{2},$$

а b становится равным $\frac{l}{4}$. При равномерном распределении нагрузки вдоль длины полупролета точка приложения эквивалентной сосредоточенной нагрузки находится на половине полупролета от точки A.

Пользование уравнениями параболы основано, следовательно, на допущении равномерного распределения нагрузки не по длине провода, а по длине пролета. Длина провода в пролете превышает длину пролета всего на 0,1—0,3%, т. е. на очень малую величину. Погрешности, получаемые при пользовании уравнениями параболы в определении стрел провеса и длин проводов, также очень малы.

Расчет проводов по уравнениям цепной линии делается только при очень больших пролетах.

Принимая кривую провисания провода по параболе, находим тяже-

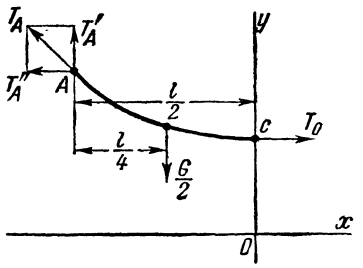


Рис. 14-3. Тяжение по проводу в точке подвеса его.

ние по нему в точке A (рис. 14-3). Тяжение T_A, действующее по касательной к кривой провода в точке A, разложим на две силы: T'_A и T''_A параллельные осям координат (рис. 14-3).

Рассматривая полупролет провода Ac вырезанным и заменяя отрезанный полупролет с тяжением T_0, действующим в нижней точке его, находим из условия равновесия провода:

$$T'_A = \frac{G}{2} = \gamma F \frac{l}{2}$$

и

$$T''_A = T_0.$$

Последние уравнения показывают, что:

1) горизонтальная составляющая тяжения в любой точке провода равна тяжению в низшей точке его;

2) вертикальная составляющая тяжения в любой точке провода равна нагрузке его на длине от рассматриваемой точки до низшей точки провода.

Тяжение, действующее по проводу в точке A, равно, следовательно,

$$T_A = \sqrt{\left(\gamma F \frac{l}{2}\right)^2 + T_0^2}. \quad (14\text{-}23)$$

Формула (14-23) дает менее точное значение T_A, чем формула (14-13), полученная из уравнения цепной линии. Поскольку расчет по (14-13) проще, обычно пользуются ею.

14-4. НАПРЯЖЕНИЯ МАТЕРИАЛА ПРОВОДА ПРИ РАЗНЫХ АТМОСФЕРНЫХ УСЛОВИЯХ

При изменении температуры провода и его нагрузок (ветер, гололед) меняются напряжение материала и стрела провеса провода.

Предположим, что начальные условия, в которых находился провод, характеризуются температурой ϑ_m, удельной нагрузкой γ_m и напряжением материала провода σ_m.

Длина провода в пролете при этих условиях равна:

$$L_m = l + \frac{l^3 \gamma_m^2}{24 \sigma_m^2}.$$

Найдем, какое напряжение материала σ_n будет в проводе, если температура его стала ϑ_n, а удельная нагрузка γ_n.

Введем следующие обозначения:

α — температурный коэффициент линейного расширения материала провода;

E — модуль упругости провода;

$\beta = \frac{1}{E}$ — коэффициент упругого удлинения.

При новом состоянии провода длина его в пролете составит:

$$L_n = l + \frac{l^3 \gamma_n^2}{24 \sigma_n^2}.$$

Длину провода L_n можно выразить и через длину L_m:

$$L_n = L_m [1 + \alpha (\vartheta_n - \vartheta_m)] \times \times [1 + \beta (\sigma_n - \sigma_m)].$$

Преобразуя последнее уравнение

$$L_n = L_m [1 + \alpha (\vartheta_n - \vartheta_m) + \beta (\sigma_n - \sigma_m) + + \alpha\beta (\vartheta_n - \vartheta_m)(\sigma_n - \sigma_m)]$$

и подставляя значения L_n и L_m, получаем:

$$l + \frac{l^3 \gamma_n^2}{24 \sigma_n^2} = \left(l + \frac{l^3 \gamma_m^2}{24 \sigma_m^2}\right) \times \times [1 + \alpha (\vartheta_n - \vartheta_m) + \beta (\sigma_n - \sigma_m) + + \alpha\beta (\vartheta_n - \vartheta_m)(\sigma_n - \sigma_m)].$$

Член $\alpha\beta (\vartheta_n - \vartheta_m)(\sigma_n - \sigma_m)$, поскольку α и β малы, является величиной второго порядка малости, и потому им можно пренебречь. Приняв

это положение и произведя некоторые преобразования, получим:

$$l+\frac{l^3\gamma_n^2}{24\sigma_n^2}=l+\frac{l^3\gamma_m^2}{24\sigma_m^2}+$$

$$+\left(l+\frac{l^3\gamma_m^2}{24\sigma_m^2}\right)[\alpha(\vartheta_n-\vartheta_m)+\beta(\sigma_n-\sigma_m)].$$

Помня, что длина провода в пролете

$$L_m=l+\frac{l^3\gamma_m^2}{24\sigma_m^2}$$

незначительно отличается от длины пролета, можно в последнем члене правой части уравнения L_m приравнять l.

Раскрыв скобки и разделив обе части уравнения на βl, получим:

$$\sigma_n-\frac{l^2\gamma_n^2}{24\beta\sigma_n^2}=\sigma_m-\frac{l^2\gamma_m^2}{24\beta\sigma_m^2}-$$

$$-\frac{\alpha}{\beta}(\vartheta_n-\vartheta_m). \qquad (14\text{-}24)$$

Выведенное уравнение является основным для расчета проводов воздушных линий, дающим возможность определять напряжение материала σ_n, соответствующее нагрузке γ_n и температуре ϑ_n, если известно напряжение материала σ_m при нагрузке γ_m и температуре ϑ_m.

Зная σ_n и γ_n, определим стрелу провеса провода при новых условиях по формуле

$$f=\frac{l^2\gamma_n}{8\sigma_n}.$$

Задаваясь напряжением материала провода для исходных условий, при помощи (14-24) находим напряжения материала для любых других атмосферных условий.

Уравнение (14-24) является кубическим относительно σ_n. Решение его проще всего производить подбором, для чего оно приводится к виду:

$$\sigma_n-\frac{B}{\sigma_n^2}=A,$$

в котором A и B — числовые коэффициенты, полученные подстановкой в (14-24) всех известных величин.

14-5. КРИТИЧЕСКИЙ ПРОЛЕТ

Наибольшее напряжение материала провода может наступить при наибольшей нагрузке или низшей температуре окружающего воздуха. В последнем случае происходит наибольшее сокращение длины провода, что и обусловливает увеличение напряжения его материала.

Поскольку наибольшая нагрузка принимается наступающей не при низшей температуре (обычно при —5° С), для расчета проводов необходимо знать, при каком из этих условий будет наибольшее напряжение материала провода.

Проанализируем влияние температуры и нагрузки на провод в зависимости от длины пролета, воспользовавшись для этого основным уравнением состояния провода [Л. 54]:

$$\sigma_n-\frac{l^2\gamma_n^2}{24\beta\sigma_n^2}=\sigma_m-\frac{l^2\gamma_m^2}{24\beta\sigma_m^2}-$$

$$-\frac{\alpha}{\beta}(\vartheta_n-\vartheta_m).$$

При пролете l, стремящемся к нулю, это уравнение примет вид:

$$\sigma_n=\sigma_m-\frac{\alpha}{\beta}(\vartheta_n-\vartheta_m),$$

показывающий, что изменение напряжения материала провода зависит только от изменения температуры. Следовательно, при малых пролетах наибольшее напряжение материала провода будет наступать при низшей температуре окружающего воздуха.

Разделим уравнение состояния провода почленно на l^2:

$$\frac{\sigma_n}{l^2}-\frac{\gamma_n^2}{24\beta\sigma_n^2}=\frac{\sigma_m}{l^2}-\frac{\gamma_m^2}{24\beta\sigma_m^2}-\frac{\alpha(\vartheta_n-\vartheta_m)}{\beta l^2}.$$

При l, стремящемся к бесконечности, имеем:

$$\frac{\gamma_n^2}{24\beta\sigma_n^2}=\frac{\gamma_m^2}{24\beta\sigma_m^2},$$

или

$$\frac{\gamma_n}{\sigma_n}=\frac{\gamma_m}{\sigma_m}.$$

Последнее уравнение показывает, что при больших пролетах напряжение материала провода зависит в ос-

новном от нагрузки провода, а не от его температуры. Таким образом, при больших пролетах наибольшее напряжение материала провода должно наступать при наибольших внешних нагрузках (ветер, гололед).

Границей между малыми пролетами, для которых наибольшее напряжение в проводе возникает при низшей температуре, и большими пролетами, для которых наибольшее напряжение в проводе наступает при наибольших нагрузках, является пролет, для которого наибольшее напряжение материала провода будет наступать в обоих указанных случаях. Этот пролет называется критическим пролетом.

Исходя из определения критического пролета, нетрудно дать и математическое выражение для него, пользуясь уравнением (14-24).

Представим провод с критическим пролетом $l_к$ и обозначим:

$\gamma_1 = \gamma_n$ — удельная нагрузка провода при низшей температуре (собственный вес провода);

$\gamma_{нб} = \gamma_m$ — удельная нагрузка провода при наибольшей внешней нагрузке;

$\vartheta_{нз} = \vartheta_n$ — низшая температура воздуха;

$\vartheta_г = \vartheta_m$ — температура воздуха, соответствующая наибольшей нагрузке.

При критическом пролете σ_n и σ_m в уравнении (14-24) должны быть равны допускаемому напряжению материала провода.

После подстановки этих величин (14-24) примет вид:

$$[\sigma] - \frac{l_к^2 \gamma_1^2}{24\beta [\sigma]^2} = [\sigma] - \frac{l_к^2 \gamma_{нз}^2}{24\beta [\sigma]^2} - \frac{\alpha}{\beta}(\vartheta_{нз} - \vartheta_г).$$

Решая последнее уравнение относительно $l_к$, получаем:

$$l_к = [\sigma] \sqrt{\frac{24\alpha(\vartheta_г - \vartheta_{нз})}{\gamma_{нб}^2 - \gamma_1^2}}. \qquad (14\text{-}25)$$

Из (14-25) следует, что критический пролет зависит от физических свойств материала провода (α, $[\sigma]$), атмосферных условий (γ_1, $\vartheta_{нз}$, $\vartheta_г$, $\gamma_{нб}$) и сечения провода. Сечение провода косвенно влияет на $l_к$, поскольку при определенной толщине стенки гололеда удельная нагрузка от него и ветра изменяется с изменением сечения провода.

Сравнивая критический пролет с выбранным для линии пролетом, можно решить, при каких атмосферных условиях наступит наибольшее напряжение материала провода. Если действительный пролет меньше критического, то наибольшее напряжение материала провода будет при низшей температуре; если выбранный пролет больше критического, то наибольшее напряжение в проводе будет при наибольшей удельной нагрузке.

14-6. КРИТИЧЕСКАЯ ТЕМПЕРАТУРА

Одной из величин, определяющих высоту опоры воздушной линии, является стрела провеса провода при вертикальном его положении. Вертикальное положение провод занимает, когда нет ветра. Наибольшая вертикальная стрела провеса провода может получиться при нагрузке его гололедом или при наивысшей температуре окружающего воздуха. В последнем случае провод находится под действием собственного веса, а напряжение материала провода будет наименьшее. При некоторых условиях наименьшее напряжение материала провода приведет к наибольшему провесу его.

Предположим, что при нагрузке провода собственным весом и гололедом $\gamma_з$, температуре $\vartheta_г$ и напряжении материала провода $\sigma_з$ мы имеем стрелу провеса

$$f = \frac{l^2 \gamma_з}{8\sigma_з}.$$

Найдем, при какой температуре провода (окружающего воздуха), называемой критической температурой $\vartheta_к$, провод при нагрузке собственным весом будет иметь ту же стрелу провеса f.

Стрела провеса провода при высшей температуре окружающего воздуха

$$f = \frac{l^2 \gamma_1}{8\sigma_1},$$

где σ_1 — напряжение материала провода при высшей температуре воздуха.

Приравнивая правые части двух полученных уравнений, получаем:

$$\frac{l^2\gamma_3}{8\sigma_3} = \frac{l^2\gamma_1}{8\sigma_1}, \text{ или } \sigma_1 = \sigma_3 \frac{\gamma_1}{\gamma_3}. \quad (14\text{-}26)$$

Уравнение состояния провода (14-24) при принятых в этом параграфе обозначениях имеет вид:

$$\sigma_1 - \frac{l^2\gamma_1^2}{24\beta\sigma_1^2} = \sigma_3 - \frac{l^2\gamma_3^2}{24\beta\sigma_3^2} - \frac{\alpha}{\beta}(\vartheta_к - \vartheta_г).$$

Подставим в последнее уравнение значение σ_1 из (14-26):

$$\sigma_3 \frac{\gamma_1}{\gamma_3} - \frac{l^2\gamma_1^2\gamma_3^2}{24\beta\sigma_3^2\gamma_1^2} = \sigma_3 - \frac{l^2\gamma_3^2}{24\beta\sigma_3^2} - \frac{\alpha}{\beta}(\vartheta_к - \vartheta_г).$$

Решая это уравнение относительно $\vartheta_к$, находим критическую температуру:

$$\vartheta_к = \vartheta_г + \sigma_3 \frac{\beta}{\alpha}\left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3}\right). \quad (14\text{-}27)$$

Если высшая температура воздуха больше критической, то наибольшая стрела провеса будет при высшей температуре. При высшей температуре воздуха, меньшей критической, наибольшая стрела провеса наступит при проводе, покрытом гололедом.

Напряжение материала провода σ_3 при гололеде без ветра обычно немного меньше допускаемого напряжения $[\sigma]$. Это позволяет во многих случаях ограничиться приближенным определением критической температуры, для чего в (14-27) σ_3 заменяется $[\sigma]$:

$$\vartheta_{п.к} = \vartheta_г + [\sigma]\frac{\beta}{\alpha}\left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3}\right). \quad (14\text{-}28)$$

Приближенное значение критической температуры, поскольку $[\sigma]$ всегда больше σ_3, получится по (14-28) выше действительной критической температуры. Следовательно, если высшая температура воздуха больше приближенной критической температуры, то наибольшая стрела провеса провода при вертикальном положении его будет, безусловно, при высшей температуре.

Пример 14-2. Рассчитать провод А-50 с пролетом 100 *м*. Климатические условия местности: высшая температура воздуха +40° С, низшая температура —40° С, среднегодовая +5° С. Наибольшая расчетная скорость ветра 25 *м/сек*. Толщина стенки гололеда 10 *мм*; объемный вес гололеда 0,9 *г/см*^{3}. Линия пройдет по ненаселенной местности.

Произведенный расчет удельных нагрузок дал:

$$\gamma_1 = 2{,}75 \cdot 10^{-3}\ кГ/м \cdot мм^2;$$
$$\gamma_2 = 10{,}87 \cdot 10^{-3}\ кГ/м \cdot мм^2;$$
$$\gamma_3 = 13{,}62 \cdot 10^{-3}\ кГ/м \cdot мм^2;$$
$$\gamma_{4\,(25)} = 7{,}26 \cdot 10^{-3}\ кГ/м \cdot мм^2;$$
$$\gamma_{5\,(12{,}5)} = 6{,}87 \cdot 10^{-3}\ кГ/м \cdot мм^2$$
$$\gamma_6 = 7{,}76 \cdot 10^{-3}\ кГ/м \cdot мм^2;$$
$$\gamma_7 = 15{,}27 \cdot 10^{-3}\ кГ/м \cdot мм^2.$$

Провод А-50 многожильный, свитый из проволок диаметром 2,97 *мм* (см. приложение 2), временное сопротивление которых 15 *кГ/мм*^{2} (см. приложение 1). Принимая по «Правилам устройства» коэффициент запаса прочности равным 2, найдем, что допускаемое напряжение для провода составит 7,5 *кГ/мм*^{2}.

Для определения наиболее тяжелых условий работы провода найдем критический пролет:

$$l_к = [\sigma]\sqrt{\frac{24\alpha(\vartheta_г - \vartheta_{нз})}{\gamma_{нб}^2 - \gamma_1^2}}.$$

Подставляя известные величины, получаем:

$$l_к = 7{,}5\sqrt{\frac{24 \cdot 23 \cdot 10^{-6}[-5 - (-40)]}{(15{,}27^2 - 2{,}75^2) \cdot 10^{-6}}} = 69{,}5\ м.$$

Критический пролет меньше заданного и потому наибольшее напряжение материала провода будет при $\vartheta_г = -5°$ С, гололеде и ветре.

Для определения атмосферных условий, при которых будет наибольшая стрела провеса провода при вертикальном его положении, найдем приближенное значение критической температуры:

$$\vartheta_{п.к} = \vartheta_г + [\sigma]\frac{\beta}{\alpha}\left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3}\right) = -5 + 7{,}5\frac{159 \cdot 10^{-6}}{23 \cdot 10^{-6}}\left(1 - \frac{2{,}75 \cdot 10^{-3}}{13{,}62 \cdot 10^{-3}}\right) = 36{,}3° \text{ С}.$$

Приближенная критическая температура ниже высшей температуры провода (воздуха). Наибольшая вертикальная стрела провеса, следовательно, будет не при проводе, покрытом гололедом, а при температуре +40° С.

Для определения стрелы провеса провода при $\vartheta_г = +40°$ С найдем напряжение материала провода при этих атмосферных условиях, воспользовавшись уравнением состояния провода:

$$\sigma_n - \frac{l^2\gamma_n^2}{24\beta\sigma_n^2} = \sigma_m - \frac{l^2\gamma_m^2}{24\beta\sigma_m^2} - \frac{\alpha}{\beta}(\vartheta_n - \vartheta_m).$$

Исходными условиями для расчета провода являются: провод покрыт гололедом, ветер со скоростью 12,5 *м/сек*, температура $-5°$ С, при которых напряжение в проводе равно допускаемому $[\sigma] = 7{,}5$ *кГ/мм*^{2}.

Подставив известные величины

$$7{,}5 - \frac{100^2 \cdot 15{,}27^2 \cdot 10^{-6}}{24 \cdot 159 \cdot 10^{-6} \cdot 7{,}5^2} = \sigma_1 -$$

$$- \frac{100^2 \cdot 2{,}75^2 \cdot 10^{-6}}{24 \cdot 159 \cdot 10^{-6} \cdot \sigma_1^2} - \frac{23 \cdot 10^{-6}}{159 \cdot 10^{-6}}(-5 - 40)$$

и произведя упрощения, получим:

$$\sigma_1 - \frac{19{,}75}{\sigma_1^2} = -9{,}85.$$

Решив это кубическое уравнение подбором, найдем:

$$\sigma_1 = 1{,}35 \text{ кГ/мм}^2.$$

Стрела провеса провода при $+40°$ С и нагрузке провода только собственным весом

$$f_1 = \frac{100^2 \cdot 2{,}75 \cdot 10^{-3}}{8 \cdot 1{,}35} = 2{,}55 \text{ м}$$

Длина провода в пролете при температуре $+40°$ С

$$L = l + \frac{8}{3} \cdot \frac{f^2}{l} = 100 + \frac{8 \cdot 2{,}55^2}{3 \cdot 100} = 100{,}175 \text{ м}.$$

Длина провода в пролете больше длины пролета на 0,175%, т. е. на очень незначительную величину.

Найдем напряжение в проводе при среднегодовой температуре $+5°$ С; провод свободен от гололеда, ветра нет. Напряжение материала провода при этих условиях не должно превышать 25% временного сопротивления.

Уравнение состояния провода будет таким же, как и для температуры $+40°$ С; меняется только последний член:

$$7{,}5 - \frac{100^2 \cdot 15{,}27^2 \cdot 10^{-6}}{24 \cdot 159 \cdot 10^{-6} \cdot 7{,}5^2} = \sigma_{с.г} -$$

$$- \frac{100^2 \cdot 2{,}75^2 \cdot 10^{-6}}{24 \cdot 159 \cdot 10^{-6} \cdot \sigma_{с.г}^2} - \frac{23 \cdot 10^{-6}}{159 \cdot 10^{-6}}(+5 - 40).$$

После решения уравнения получаем:

$$\sigma_{с.г} = 1\,4 \text{ кГ/мм}^2.$$

Напряжение, которое можно допустить в проводе при среднегодовой температуре $+5°$ С:

$$[\sigma_{с.г}] = 0{,}25 \cdot 7{,}5 = 1{,}875 \text{ кГ/мм}^2,$$

больше напряжения в проводе при $+5°$ С, отсутствии ветра и гололеда.

Аналогично можно определить напряжения стрелы провеса провода и при других атмосферных условиях.

14-7. НАПРЯЖЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ СТАЛЕАЛЮМИНИЕВОГО ПРОВОДА

В сталеалюминиевом проводе напряжение материала стального сердечника не равно напряжению материала алюминиевой части провода [1].

Причину неравенства напряжений стальной и алюминиевой частей провода легко понять, рассмотрев рис. 14-4, на котором даны кривые удлинений стальной и алюминиевой проволок. При растяжении провода сталь и алюминий получают одинаковое удлинение $\Delta l = Oa$. Этому растяжению соответствуют разные напряжения в стали ac и алюминии ab, что объясняется неодинаковыми модулями упругости стали и алюминия. Поэтому при расчетах сталеалюминиевых проводов определяются напряжения стали и алюминия, которые и сравниваются с допускаемыми напряжениями для этих металлов.

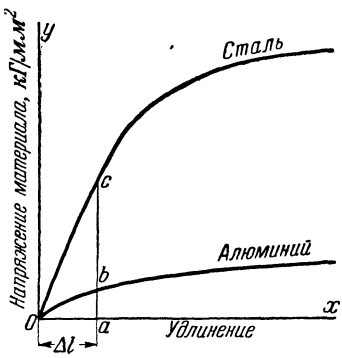


Рис. 14-4. Кривые удлинений стальной и алюминиевой проволок.

Расчет сталеалюминиевых проводов ведется по фиктивному напряжению провода σ, представляющему собой условное напряжение провода, если бы стальная и алюминиевая части его работали одинаково.

Из приведенного определения вытекает, что фиктивное напряжение ста-

[1] Все сказанное о сталеалюминиевых проводах полностью применимо к сталебронзовым и другим проводам, свитым из двух разных металлов.

леалюминиевого провода, натянутого силой T_0, равно:

$$\sigma = \frac{T_0}{F_a + F_{ст}} = \frac{T_0}{F_0},$$

где F_a и $F_{ст}$ — поперечные сечения алюминиевой и стальной частей провода, а F_0 — поперечное сечение всего провода.

Распределение тяжения между стальной и алюминиевой частями провода, а также зависимость между напряжениями стали и алюминия можно получить на основании следующих рассуждений.

Введем обозначения:

$E_{ст}$, E_a — модули упругости стали и алюминия;

E_0 — модуль упругости провода в целом;

$\sigma_{ст}$, σ_a — напряжения стали и алюминия.

Натянутый с силой T_0 сталеалюминиевый провод получит упругое удлинение Δl, равное:

$$\Delta l = \frac{\sigma_a}{E_a} = \frac{\sigma_{ст}}{E_{ст}} = \frac{\sigma}{E_0}, \qquad (14\text{-}29)$$

откуда

$$\frac{\sigma_{ст}}{\sigma_a} = \frac{E_{ст}}{E_a}, \qquad (14\text{-}29а)$$

т. е. напряжение материалов в сталеалюминиевом проводе пропорциональны модулям упругости этих металлов.

Из (14-29) следует:

$$\sigma = \sigma_a \frac{E_0}{E_a} \quad \text{и} \quad \sigma = \sigma_{ст} \frac{E_0}{E_{ст}}. \qquad (14\text{-}30)$$

Для дальнейшего преобразования полученных уравнений найдем значение модуля упругости всего сталеалюминиевого провода. Он зависит от материалов составных частей провода и отношения их поперечных сечений.

Обозначая через T_a и $T_{ст}$ тяжения по алюминиевой и стальной частям провода и зная, что тяжение T_0 по всему проводу

$$T_0 = T_a + T_{ст},$$

получаем:

$$E_0 (F_{ст} + F_a) = E_{ст} F_{ст} + E_a F_a.$$

Преобразуем последнее уравнение, обозначив $F_a : F_{ст} = k$:

$$E_0 = \frac{E_{ст} F_{ст} + E_a F_a}{F_{ст} + F_a} = \frac{E_{ст} F_{ст} + E_a F_a}{F_{ст}\left(1 + \frac{F_a}{F_{ст}}\right)} = \frac{E_{ст} + k E_a}{1 + k} \qquad (14\text{-}31)$$

Эта формула позволяет при известном отношении поперечных сечений алюминия и стали и известных модулях упругости обоих металлов найти модуль упругости провода в целом.

Внеся значение E_0 в (14-30), получим:

$$\sigma_a = \sigma \frac{E_a}{E_0} = \sigma \frac{E_a (1 + k)}{E_{ст} + k E_a}; \qquad (14\text{-}32)$$

$$\sigma_{ст} = \sigma \frac{E_{ст}}{E_0} = \sigma \frac{E_{ст} (1 + k)}{E_{ст} + k E_a}. \qquad (14\text{-}33)$$

Пользуясь (14-30), (14-32) и (14-33), можно определить по фиктивному напряжению провода напряжения стали и алюминия и обратно.

Стрелы провеса провода находятся по выведенной ранее формуле

$$f = \frac{l^2 \gamma}{8\sigma},$$

в которую нужно подставлять фиктивное напряжение и удельную нагрузку провода, отнесенную ко всему сечению его.

Удельная нагрузка сталеалюминиевого провода равна:

$$\gamma = \frac{G}{F_0},$$

где γ — нагрузка, приходящаяся на единицу длины провода.

14-8. НАПРЯЖЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ СТАЛЕАЛЮМИНИЕВОГО ПРОВОДА ПРИ ИЗМЕНЕНИИ АТМОСФЕРНЫХ УСЛОВИЙ

Основное уравнение состояния провода:

$$\sigma_n - \frac{l^2 \gamma_n^2}{24 \beta \sigma_n^2} = \sigma_m - \frac{l^2 \gamma_m^2}{24 \beta \sigma_m^2} - \frac{\alpha}{\beta}(\vartheta_n - \vartheta_m) \qquad (14\text{-}34)$$

применимо и для определения напряжений сталеалюминиевых проводов. Для этого нужно α и β отнести к

Рис. 14-5. Удлинение сталеалюминиевого провода при нагревании.

проводу в целом, а под σ_n и σ_m понимать фиктивные напряжения. В этом нетрудно убедиться, просмотрев вывод (14-24).

Температурный коэффициент линейного расширения α_0 и коэффициент упругого удлинения β_0 для всего сталеалюминиевого провода зависят от физических свойств металлов и отношения поперечных сечений алюминия и стали.

Коэффициент упругого удлинения для всего провода в целом находится из (14-31):

$$\beta_0 = \frac{1}{E_0} = \frac{1+k}{E_{ст} + kE_a}.$$

Температурный коэффициент линейного расширения α_0 сталеалюминиевого провода лежит между коэффициентами для стали и алюминия. Представим себе, что провод AB (рис. 14-5) нагрет до температуры ϑ, более высокой, чем температура ϑ_0, при которой изготовлялся (скручивался) провод. Без связи между алюминиевой и стальными частями провода алюминий получил бы большее удлинение, чем весь провод, и занял бы положение, соответствующее EF, а сталь — меньшее и заняла бы положение IK. Но обе части сталеалюминиевого провода должны иметь одинаковое удлинение; провод займет положение CD, что соответствует коэффициенту линейного расширения, лежащему между α_a и $\alpha_{ст}$.

Вследствие разных температурных коэффициентов линейного расширения алюминия и стали в них при температурах провода, отличных от температуры во время изготовления, возникнут температурные напряжения. При изготовлении провода стальные и алюминиевые проволоки имеют одинаковую температуру, накладываются друг на друга свободно, и потому алюминиевая часть провода не действует на стальную и наоборот. При изменении температуры сталеалюминиевого провода против температуры во время его изготовления в стальной и алюминиевой частях провода возникают усилия (напряжения):

1) при повышении температуры в алюминии — сжимающее усилие (—), а в стали — растягивающее (+);

2) при понижении температуры в алюминии — растягивающее (+), а в стали — сжимающее (—).

Сказанное легко понять по рис. 14-5, предположив один раз повышение, а другой раз понижение температуры провода.

Температура изготовления сталеалюминиевых проводов принимается равной +15° С, что соответствует средней температуре цехов заводов.

Из условия равновесия отрезка провода вытекает равенство температурных усилий в алюминии и стали;

$$T' = (\alpha_{ст} - \alpha_0)(\vartheta_0 - \vartheta) E_{ст} F_{ст} = \\ = -(\alpha_a - \alpha_0)(\vartheta_0 - \vartheta) E_a F_a. \quad (14\text{-}35)$$

Преобразуем последнее уравнение:

$$(\alpha_{ст} - \alpha_0) E_{ст} F_{ст} = -(\alpha_a - \alpha_0) E_a F_a,$$

или

$$\alpha_{ст} E_{ст} - \alpha_0 E_{ст} = -\alpha_a E_a \frac{F_a}{F_{ст}} + \\ + \alpha_0 E_a \frac{F_a}{F_{ст}}.$$

Вводя в это уравнение $k = F_a : F_{ст}$ и определяя α_0, получаем:

$$\alpha_0 = \frac{\alpha_{ст} E_{ст} + k\alpha_a E_a}{E_{ст} + kE_a}. \quad (14\text{-}36)$$

Формула (14-36) позволяет найти температурный коэффициент линейного расширения провода в целом.

Зная α_0 и β_0, можно, пользуясь уравнением состояния провода, определить напряжения в проводе при разных атмосферных условиях, а по ним — и стрелы провеса провода.

14-9. КРИТИЧЕСКИЙ ПРОЛЕТ СТАЛЕАЛЮМИНИЕВОГО ПРОВОДА

В стальном сердечнике и алюминиевой части провода при температурах, отличных от температуры его изготовления, возникают температурные

напряжения, которые нужно учесть при расчетах сталеалюминиевых проводов. Напряжения материалов составных частей провода с учетом температурных напряжений не должны превосходить допускаемых напряжений для стали и алюминия.

Поскольку величина температурных напряжений зависит от температуры, а допускаемые напряжения материалов в рассматриваемых пределах $\vartheta_{вс} = +(40 \div 50)^\circ$ С и $\vartheta_{нз} = -(40 \div 50)^\circ$ С не зависят от нее, то допускаемые напряжения от механических нагрузок будут разными при разных температурах провода. Поэтому допускаемое и фиктивное напряжения будут также зависеть от температуры провода.

Температурные напряжения в стали и алюминии можно найти из (14-35).

Усилие, с которым действует алюминиевая часть на стальной сердечник, составит:

$$T' = (\alpha_а - \alpha_0)(\vartheta_0 - \vartheta) E_а F_а,$$

а равная сила реакции стального сердечника на алюминиевую часть

$$T' = (\alpha_{ст} - \alpha_0)(\vartheta_0 - \vartheta) E_{ст} F_{ст}.$$

Разделив эти уравнения соответственно на $F_а$ и $F_{ст}$, получим:

1. Температурное напряжение в алюминии

$$\sigma'_а = (\alpha_а - \alpha_0)(\vartheta_0 - \vartheta) E_а. \quad (14\text{-}37)$$

2. Температурное напряжение в стали

$$\sigma'_{ст} = (\alpha_{ст} - \alpha_0)(\vartheta_0 - \vartheta) E_{ст}. \quad (14\text{-}38)$$

Положительные значения $\sigma'_а$ и $\sigma'_{ст}$ соответствуют растяжению материала, а отрицательные — сжатию.

Обозначая через $\sigma_а$ и $\sigma_{ст}$ действительные напряжения алюминия и стали через $\sigma^т_а$ и $\sigma^т_{ст}$ — напряжения в алюминии и стали от механических нагрузок, можно написать:

для стали

$$\sigma_{ст} = \sigma^т_{ст} + \sigma'_{ст}; \quad (14\text{-}39)$$

для алюминия

$$\sigma_а = \sigma^т_а + \sigma'_а, \quad (14\text{-}40)$$

т. е. что действительные напряжения материалов провода равны алгебраической сумме напряжений, вызванных механическими нагрузками и изменениями температуры провода.

Перейдем к вопросу о критическом пролете сталеалюминиевых проводов.

Для критического пролета $l_к$ уравнение состояния сталеалюминиевого провода можно написать в виде:

$$\sigma_n - \frac{l_к^2 \gamma_n^2}{24\beta_0\sigma_n^2} = \sigma_m - \frac{l_к^2\gamma_m^2}{24\beta_0\sigma_m^2} - \frac{\alpha_0}{\beta_0}(\vartheta_{нз} - \vartheta_г),$$

решая которое относительно $l_к$, получаем:

$$l_к = \sqrt{\frac{\sigma_m - \sigma_n - \frac{\alpha_0}{\beta_0}(\vartheta_{нз} - \vartheta_г)}{\frac{\gamma_m^2}{24\beta_0\sigma_m^2} - \frac{\gamma_n^2}{24\beta_0\sigma_n^2}}}. \quad (14\text{-}41)$$

Последняя формула дает возможность найти критический пролет.

Рассмотрим, как определяются фиктивные напряжения σ_m и σ_n, входящие в (14-41). Начнем с напряжения σ_n, соответствующего низшей температуре окружающего воздуха.

При критическом пролете как при наинизшей температуре, так и при наибольшей механической нагрузке действительные напряжения в материале провода будут иметь наибольшую величину и потому должны быть приравнены допускаемому напряжению материала. Поскольку провод состоит из двух металлов, допускаемое напряжение может наступить в стали или алюминии. Действительное напряжение в стали $\sigma_{ст}$ или алюминии $\sigma_а$ должно быть в этом случае равно допускаемому напряжению для этого металла $[\sigma_{ст}]$ и $[\sigma_а]$. Но в сталеалюминиевом проводе при изменении его температуры возникают температурные напряжения $\sigma'_{ст}$ и $\sigma'_а$. Найдя эти напряжения и принимая, что действительные напряжения будут равны допускаемым, определим по (14-39) и

(14-40) напряжения, которые можно допустить от механических нагрузок:

$$\sigma_{ст}^{т} = [\sigma_{ст}] - \sigma'_{ст}; \qquad (14\text{-}42)$$

$$\sigma_{а}^{т} = [\sigma_{а}] - \sigma'_{а}. \qquad (14\text{-}43)$$

Внося в последние уравнения значения $\sigma'_{ст}$ и $\sigma'_{а}$, получаем:

$$\sigma_{ст}^{т} = [\sigma_{ст}] - (\alpha_{ст} - \alpha_0)(\vartheta_0 - \vartheta) E_{ст}; \qquad (14\text{-}44)$$

$$\sigma_{а}^{т} = [\sigma_{а}] - (\alpha_{а} - \alpha_0)(\vartheta_0 - \vartheta) E_{а}. \qquad (14\text{-}45)$$

Подставляя полученные значения $\sigma_{ст}^{т}$ и $\sigma_{а}^{т}$ в (14-30), получаем фиктивные напряжения σ, подсчитанные один раз, исходя из допускаемого напряжения стали, а другой—исходя из допускаемого напряжения алюминия. Условия прочности сталеалюминиевого провода требуют выбора фиктивного напряжения σ, меньшего из подсчитанных. В противном случае один из металлов будет иметь действительное напряжение выше допускаемого, что неприемлемо. Найденное таким образом фиктивное напряжение и следует подставлять в уравнение критического пролета.

Расчет сталеалюминиевых проводов приходится вести по алюминиевой части; при допускаемом напряжении в алюминии сталь имеет напряжение меньше допускаемого. Следовательно, определять фиктивные напряжения σ_n и σ_m можно, исходя только из допускаемого напряжения для алюминия.

Приняв это положение и взяв значение $\sigma_{а}^{т}$ по (14-45) и подставив его в (14-30), получим фиктивные напряжения равными:

1) при низшей температуре

$$\sigma_n = \{[\sigma_{а}] - (\alpha_{а} - \alpha_0)(\vartheta_0 - \vartheta_{нз}) E_{а}\} \frac{E_0}{E_{а}};$$

2) при наибольших нагрузке и температуре

$$\sigma_m = \{[\sigma_{а}] - (\alpha_{а} - \alpha_0)(\vartheta_0 - \vartheta_{г}) E_{а}\} \frac{E_0}{E_{а}}.$$

Подставив эти значения σ_n и σ_m в (14-41), после соответствующих преобразований найдем:

$$l_к = \sqrt{\frac{24\alpha(\vartheta_{г} - \vartheta_{нз})}{\left(\frac{\gamma_m}{\sigma_m}\right)^2 - \left(\frac{\gamma_n}{\sigma_n}\right)^2}}. \qquad (14\text{-}46)$$

Выведенная формула проще, чем (14-41), и применима для всех проводов, свитых из двух металлов.

Пример 14-3. Рассчитать сталеалюминиевый провод АС-120, который будет подвешен с пролетом 200 *м* в ненаселенной местности с климатическими условиями: высшая температура воздуха $+40°$ С, низшая ($-40°$ С); наибольшая расчетная скорость ветра 25 *м/сек*; толщина стенки гололеда 1 *см*.

Сталеалюминиевый провод АС-120 имеет: $F_{а} = 115$ *мм*², $F_{ст} = 22$ *мм*² и $F_0 = 137$ *мм*². Отношение сечений алюминия и стали $F_{а} : F_{ст} = 5{,}23$.

Удельные нагрузки этого провода для таких же климатических условий подсчитаны в примере 14-1.

Коэффициент упругого удлинения β_0 всего провода при модулях упругости стали $E_{ст} = 20\,000$ *кГ/мм*² и алюминия $E_{а} = 6\,300$ *кГ/мм*² (см. приложение 1) определится по (14-34):

$$\beta_0 = \frac{1 + k}{E_{ст} + kE_{а}} = \frac{1 + 5{,}23}{20\,000 + 5{,}23 \cdot 6\,300} = 118 \cdot 10^{-6} \text{ мм}^2/\text{кГ}.$$

Температурный коэффициент линейного расширения α_0 всего провода при $\alpha_{а} = 23 \times 10^{-6}$ 1/° С и $\alpha_{ст} = 12 \cdot 10^{-6}$ 1/° С найдем по (14-36):

$$\alpha_0 = \frac{\alpha_{ст} E_{ст} + k\alpha_{а} E_{а}}{E_{ст} + kE_{а}} = \frac{12 \cdot 10^{-6} \cdot 20 \cdot 10^{3} + 5{,}23 \cdot 23 \cdot 10^{-6} \cdot 6{,}3 \cdot 10^{3}}{20 \cdot 10^{3} + 5{,}23 \cdot 6{,}3 \cdot 10^{-3}} = 18{,}9 \cdot 10^{-6} \text{ 1/° С}.$$

Расчет провода ведем по алюминию. Допускаемое напряжение в алюминии при коэффициенте запаса прочности, равном 2, составит:

$$[\sigma] = \frac{16}{2} = 8 \text{ кГ/мм}^2.$$

Для определения фиктивных напряжений σ_m и σ_n, входящих в уравнение критического пролета, определим сперва температурные напряжения, возникающие в алюминиевой части провода при температурах $\vartheta_{г} = -5°$ С и $\vartheta_{нз} = -40°$ С, соответствующих гололедообразованию и низшей температуре воздуха.

Температурные напряжения алюминия найдем по (14-37):

$$\sigma'_{а} = (\alpha_{а} - \alpha_0)(\vartheta_0 - \vartheta) E_{а}.$$

Температурное напряжение при $\vartheta_{нз} = -40°$ С

$$\sigma_a' = (23 \cdot 10^{-6} - 18{,}9 \cdot 10^{-6})[15 - (-40)]\,6\,300 = +1{,}42\ кГ/мм^2.$$

Температурное напряжение при $\vartheta_г = -5°$ С

$$\sigma_a' = (23 \cdot 10^{-6} - 18{,}9 \cdot 10^{-6})[15 - (-5)]\,6\,300 = 0{,}52\ кГ/мм^2.$$

Напряжение алюминия, которое можно допустить от механических нагрузок:
при температуре $-40°$ С

$$\sigma_a^т = [\sigma_a] - \sigma_a' = 8 - 1{,}42 = 6{,}58\ кГ/мм^2;$$

при температуре $-5°$ С

$$\sigma_a^т = 8 - 0{,}52 = 7{,}48\ кГ/мм^2.$$

Допускаемое фиктивное напряжение по проводу при $\vartheta_{нз} = -40°$ С по (14-32)

$$\sigma = \sigma_a \frac{E_0}{E_a} = \frac{\sigma_a}{E_a \beta_0} =$$

$$= \frac{6{,}58}{6\,300 \cdot 118 \cdot 10^{-6}} = 8{,}85\ кГ/мм^2,$$

то же при $\vartheta_г = -5°$ С

$$\sigma = \frac{7{,}48}{6\,300 \cdot 118 \cdot 10^{-6}} = 10\ кГ/мм^2.$$

Критический пролет провода по (14-46)

$$l_к = \sqrt{\frac{24\alpha_a(\vartheta_г - \vartheta_{нз})}{\left(\frac{\gamma_m}{\sigma_m}\right)^2 - \left(\frac{\gamma_n}{\sigma_n}\right)^2}} =$$

$$= \sqrt{\frac{24 \cdot 23 \cdot 10^{-6}[-5 - (-40)]}{\left[\left(\frac{9{,}23}{10}\right)^2 - \left(\frac{3{,}58}{8{,}85}\right)^2\right] \cdot 10^{-6}}} = 167\ м.$$

Критический пролет меньше действительного $l = 200$ м. Наибольшее напряжение материала провода наступит при гололеде, ветре со скоростью 12,5 м/сек и температуре $-5°$ С.

Приближенное значение критической температуры по (14-28)

$$\vartheta_{п.к} = \vartheta_г + [\sigma]\frac{\beta_0}{\alpha_0}\left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3}\right) =$$

$$= -5 + 10\,\frac{118 \cdot 10^{-6}}{18{,}9 \cdot 10^{-6}}\left(1 - \frac{3{,}58 \cdot 10^{-3}}{8{,}78 \cdot 10^{-3}}\right) = 32°\ С.$$

Критическая температура провода ниже высшей температуры воздуха. Наибольшая вертикальная стрела провеса провода наступит при $+40°$ С и нагрузке только собственным весом.

Найдем фиктивное напряжение провода при высшей температуре воздуха по уравнению состояния провода:

$$\sigma_1 - \frac{l^2\gamma_1^2}{24\beta_0\sigma_1^2} = \sigma_7 - \frac{l^2\gamma_7^2}{24\beta_0\sigma_7^2} - \frac{\alpha}{\beta}[\vartheta_{(+40)} - \vartheta_{(-5)}].$$

Подставим известные величины:

$$\sigma_1 - \frac{200^2 \cdot 3{,}58 \cdot 10^{-6}}{24 \cdot 118 \cdot 10^{-6}\,\sigma_1^2} = 10 - \frac{200^2 \cdot 9{,}23^2 \cdot 10^{-6}}{24 \cdot 118 \cdot 10^{-6} \cdot 10^2} -$$

$$- \frac{18{,}9 \cdot 10^{-6}}{118 \cdot 10^{-6}}(40 + 5);$$

$$\sigma_1 - \frac{1\,810}{\sigma_1^2} = -7{,}7.$$

Решая это кубическое уравнение, получаем:

$$\sigma_1 = 3{,}95\ кГ/мм^2.$$

Наибольшая вертикальная стрела провеса провода

$$f_1 = \frac{200^2 \cdot 3{,}58 \cdot 10^{-3}}{8 \cdot 3{,}95} = 4{,}53\ м.$$

Напряжение материала при среднегодовой температуре $+5°$ С провода, свободного от гололеда, без ветра, найденное аналогично, равно:

$$\sigma_{с.г} = 4{,}7\ кГ/мм^2.$$

Напряжение в проводе при среднегодовой температуре по „Правилам устройства" не должно превышать

$$[\sigma_{с.г}] = 0{,}25 \cdot 29 = 7{,}25\ кГ/мм^2.$$

Напряжение в проводе меньше допускаемого. Следовательно, разрушения провода вибрацией можно не опасаться.

На линиях с пролетами больше критических предполагается, что обрыв проводов происходит при гололеде, температуре $\vartheta_г$, ветра нет. Определяя напряжение провода при этих атмосферных условиях, получаем:

$$\sigma_3 = 9{,}7\ кГ/мм^2.$$

Напряжение в проводе, покрытом гололедом, и при отсутствии ветра, т. е. когда провод занимает вертикальное положение, отличается от напряжения в проводе при гололеде и ветре на небольшую величину. Подсчитанная приближенная критическая температура отличается от действительной критической температуры всего на 1° С.

Глава пятнадцатая

РАБОТА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ПРИ ОБРЫВЕ ПРОВОДОВ

15-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

При эксплуатации правильно и надежно построенной линии все же возможны ее повреждения, в том числе и обрывы проводов. Обрывы проводов происходят по следующим причинам:

1. Механическая перегрузка проводов. При неблагоприятном стечении обстоятельств гололед и ветер могут создать нагрузку на провода, значительно превосходящую предположенную при расчете линии. Обрыв проводов из-за непредвиденно больших нагрузок наиболее часто происходит в районах с сильными гололедами.

2. Ослабление механической прочности провода вследствие плохой заделки его концов при сращивании в соединительном зажиме и местах закрепления провода на опорах.

3. Вибрация проводов, приводящая к излому части проволок. Обрыв происходит вследствие ослабления сечения провода, при больших внешних нагрузках или низкой температуре воздуха, т. е. когда тяжение по проводу достигает наибольших расчетных величин.

4. Электрическая дуга, возникшая вследствие перенапряжения или короткого замыкания, что приводит к частичному или полному пережогу провода.

Обрыв проводов в одном из пролетов резко меняет условия работы проводов и опор. До обрыва большинство опор нагружено вертикальными силами веса проводов, изоляторов и опор и поперечными силами давления ветра на провода и опоры. Схема работы линии до обрыва провода представлена на рис. 15-6. После обрыва провода из-за разных тяжений по оборванному проводу в разных пролетах линии на опоры действуют и силы, направленные вдоль трассы. Под действием тяжения по оборванному проводу опоры прогибаются, а гирлянды изоляторов отклоняются от вертикального положения (рис. 15-7).

Тяжение по оборванному проводу получается бо́льшим и потому должно быть обязательно учтено при расчете опор. Сила, действующая по оборванному проводу, иногда определяет конструкцию опор и размеры их элементов.

Расчет промежуточных опор ведется на обрыв одного провода или одного троса. Анкерные опоры рассчитываются на одновременный обрыв двух проводов; кроме того, рассматривается обрыв одного троса.

Предполагается, что обрыв проводов и тросов происходит:

1) для пролетов, бо́льших критического, — при температуре $\vartheta_г$, отсутствии ветра, проводах и тросах, покрытых гололедом;

2) для пролетов, меньших критического, — при низшей температуре воздуха, без ветра и проводах и тросах, свободных от гололеда.

Промежуточные опоры со штыревыми изоляторами на обрыв проводов не рассчитываются. Это объясняется тем, что при деревянных опорах (гибких) оставшиеся необорванные провода поддерживают опору настолько, что почти разгружают ее от сил, направленных вдоль линии. Кроме того, наиболее слабой частью опоры со штыревыми изоляторами является штырь, на котором крепится изолятор. Произойдет изгиб или излом штыря, а опора не пострадает. При обычной вязке провода к штыревому изолятору обрыв провода приведет к проскальзыванию его в вязке, т. е. к значительному снижению тяжения, действующего по оборванному проводу.

Приведенные соображения позволяют отказаться на линиях со штыревыми изоляторами от расчета опор при аварийных режимах работы линий.

15-2. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СИЛ МЕЖДУ СТОЙКАМИ ОПОРЫ

При обрыве одного из проводов, смонтированных на опоре из одиночного столба, сила, воспринимаемая опорой, равна тяжению, действующему по проводу, т. е.

$$R = T,$$

где T — тяжение по проводу, а R — сила, приходящаяся на опору.

При обрыве n проводов

$$R = nT.$$

Обозначая отношение силы R, приходящейся на стойку, к тяжению по одному проводу T через m, для одностоечной опоры получаем:

$$m = \frac{R}{T} = n. \qquad (15\text{-}1)$$

Величина m называется коэффициентом распределения силы между стойками опоры. Из (15-1) следует, что для одностоечной опоры коэффициент распределения силы между стойками опоры равен числу оборванных проводов.

Произведенные экспериментальные и теоретические исследования распределения силы между стойками П-образной гибкой деревянной опоры (рис. 15-1) показали следующее.

При обрыве крайнего провода ближайшая к этому проводу стойка принимает почти все тяжение по проводу. Удаленная стойка почти не работает. Следовательно, коэффициент распределения силы для стойки, ближайшей к оборванному проводу, $m_1 = 1$, а для удаленной стойки $m_2 = 0$.

Для деревянных П-образных опор с крестом (см. рис. 2-24) при обрыве крайнего провода ближайшая к этому

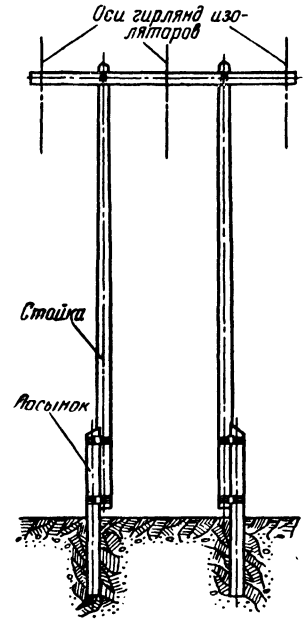


Рис. 15-1. Промежуточная П-образная деревянная опора.

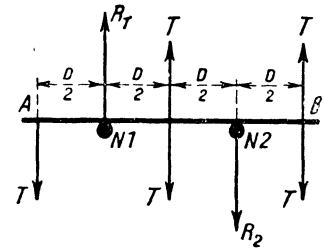


Рис. 15-2. Схема нагрузки опоры при обрыве одного крайнего провода.

проводу стойка принимает 0,75, а удаленная — 0,25 тяжения по проводу. Следовательно, $m_1 = 0{,}75$, а $m_2 = 0{,}25$.

Для металлических П-образных опор с жесткими стойками, незначительно деформирующимися, определение коэффициентов распределения силы производится по схеме на рис. 15-2 (опора изображена в плане). Траверса AB опоры покоится на жестких стойках *1* и *2*. При обрыве крайнего провода найдем силы, приходящиеся на стойки, как реакции опор двухопорной балки:

$$T\frac{3}{2}D - R_1 D = 0.$$

откуда $R_1 = 1{,}5T$; $R_2 = 0{,}5T$; следовательно, $m_1 = 1{,}5$ и $m_2 = 0{,}5$.

Разница в величинах коэффициентов распределения силы между стойками гибких деревянных и жестких металлических П-образных опор объясняется большими деформациями стоек деревянных опор, что и приводит к совершенно иному распределению тяжения по проводу между ними.

15-3. КОЭФФИЦИЕНТ ГИБКОСТИ ОПОР

Познакомимся с понятием коэффициента гибкости опоры, который используется для определения тяжений, действующих по проводам при их обрыве.

Если опору в виде одиночного столба, имеющую одинаковое сечение по высоте и прочно заделанную в грунт, нагрузить в точке B силой T (рис. 15-3), то опора прогнется и займет положение AB'. При напряжении материала опоры, не превосходящем предела пропорциональности, прогиб ее δ равен:

$$\delta = \frac{Th^3}{3EI},$$

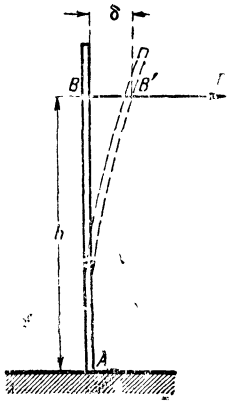


Рис. 15-3. Прогиб опоры.

где E — модуль упругости материала, а I — момент инерции.

При силе T, равной 1, прогиб составит:

$$k = \frac{h^3}{3EI}. \qquad (15\text{-}2)$$

Этот прогиб, называемый коэффициентом гибкости опоры, представляет собой прогиб ее под действием единичной силы. За единицу силы принимается 1 *кГ*, а величина прогиба выражается в метрах; коэффициент гибкости имеет размерность *м/кГ*.

Для деревянных столбов, являющихся усеченными конусами, определение коэффициента гибкости производят по той же формуле, принимая

$$I = \frac{\pi d_1 d_2^3}{64}, \qquad (15\text{-}3)$$

где d_1 — диаметр столба в точке приложения силы;

d_2 — диаметр столба на уровне земли.

Деревянные столбы характеризуются размером в отрубе (диаметр верхнего конца d_1). При определении диаметра d_2 учитывается естественная конусность (сбег) бревна. Увеличение диаметра бревна на 1 *м* его длины в среднем для хвойных и лиственных пород дерева принимается равным 8 *мм*.

Для составных опор, у которых стойка сделана из основного столба и пасынка (стула), скрепленных проволочными бандажами (рис. 15-1), допускающими скольжение основного столба по стулу, коэффициент гибкости опоры в направлении линии можно определить только опытным путем. На основании произведенных испытаний коэффициент гибкости одной стойки такой опоры в направлении линии составляет $k = 0{,}003$—$0{,}0035$ *м/кГ*. Коэффициент гибкости П-образной деревянной опоры (рис. 15-1) с учетом коэффициентов распределения силы между стойками опоры, отнесенный к концу траверсы, равен $k = 0{,}004$–$0{,}005$ *м/кГ*.

Коэффициент гибкости П-образных опор в плоскости, нормальной к направлению линии, определяется по (15-1) без учета добавочной жесткости, обусловленной сращиванием основного столба со стулом. При определении момента инерции для сращенных опор d_1 и d_2 соответствуют диаметрам основного столба в отрубе и у поверхности земли.

Коэффициент гибкости металлических опор, выполненных в виде пространственных решетчатых ферм, находится суммированием деформаций отдельных элементов опоры. Коэффициент гибкости таких опор очень мал, и потому принимается равным нулю.

Коэффициент гибкости металлических опор, представляющих собой плоские фермы, подсчитывается по формулам, аналогичным (15-2), и определяется при испытаниях опор.

15-4. РАВНОВЕСИЕ ГИРЛЯНД ИЗОЛЯТОРОВ

Предположим, что имеется гирлянда изоляторов, длина которой λ, а вес $G_г$ (рис. 15-4,*а*). Приходящийся на гирлянду вес провода с добавочными нагрузками от двух полупролетов, смежных с данной гирляндой, обозначим $G_п$. В нормальных условиях работы линии, когда тяжения по проводу, а следовательно, и горизонтальные

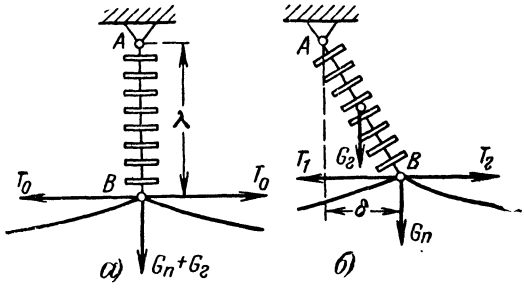


Рис. 15-4. Равновесие гирлянды изоляторов.

Таблица 15-1

Число изоляторов, длина и вес подвесной гирлянды изоляторов с арматурой

	Напряжения линий, *кв*	35	110	150	220
Металлические и железобетонные опоры	Число изоляторов в гирлянде	3	7	9	13
	Длина гирлянды изоляторов П-4,5, *м*	0,85	1,60	1,90	2,65
	Вес гирлянды изоляторов П-4,5, *кг*	25	52	65	94
	Длина гирлянды изоляторов ПМ-4,5, *м*	0,75	1,35	1,65	2,25
	Вес гирлянды изоляторов ПМ-4,5, *кг*	22	45	57	82
Деревянные опоры	Число изоляторов в гирлянде	2	6	8	12
	Длина гирлянды изоляторов П-4,5, *м*	0,60	1,30	1,65	2,40
	Вес гирлянды изоляторов П-4,5, *кг*	17	44	58	86
	Длина гирлянды изоляторов ПМ-4,5, *м*	0,55	1,15	1,45	2,00
	Вес гирлянды изоляторов ПМ-4,5, *кг*	15	39	50	75

составляющие его в правом и левом от гирлянды пролетах равны, гирлянда изоляторов занимает вертикальное положение.

При разных тяжениях T_1 по проводу в левом пролете и T_2 в правом пролете гирлянда отклонится в сторону большего тяжения и займет положение, показанное на рис. 15-4,*б*.

Гирлянда, состоит из n шарнирно соединенных изоляторов, и потому примет вид ломаной линии, а не прямой AB, как изображено на чертеже. Учет кривизны гирлянды значительно усложняет расчеты, не оказывая на их результаты сколько-нибудь существенного влияния, и потому никогда не производится.

Под действием силы $(T_2—T_1)$ гирлянда изоляторов отклонится на величину δ и займет положение, совпадающее с равнодействующей сил $(T_2—T_1)$ и $(G_п + g_г)$, при котором сумма моментов всех сил относительно точки A равна нулю (рис. 15-5):

$$G_п\delta + G_г\frac{\delta}{2} - (T_2 - T_1)\sqrt{\lambda^2 - \delta^2} = 0.$$

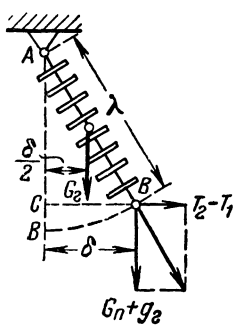


Рис. 15-5. Отклонение гирлянды изоляторов при обрыве провода.

Обозначая $G_г : 2$ через $g_г$ и решая это уравнение относительно δ, получаем

$$\delta = \lambda\frac{T_2 - T_1}{\sqrt{(G_п + g_г)^2 + (T_2 - T_1)^2}}. \quad (15\text{-}4)$$

Длина и вес гирлянды изоляторов, входящие в (15-4), зависят от напряжения линии. В случае отсутствия подробных данных об изоляторах и линейной арматуре вес и длину гирлянды можно взять из табл. 15-1.

15-5. ОБРЫВ ПРОВОДОВ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ

Представим линию с проводами, смонтированными на подвесных гирляндах изоляторов, имеющую между анкерными опорами пять одинаковых пролетов, каждый из которых равен l_0. При нормальных условиях работы линии гирлянды изоляторов висят вертикально, а опоры не имеют прогибов (рис. 15-6). К анкерным опорам провода крепятся натяжными гирляндами изоляторов, занимающими под действием тяжения по проводам положения, почти совпадающие с кривой провисания провода.

Предположим, что в пролете *I*, примыкающем к анкерной опоре *I*, произошел обрыв одного провода (см. рис. 15-7). Вследствие неодинакового тяжения по проводу в смежных пролетах гирлянды изоляторов и опоры отклонятся в направлении анкерной опоры *II*. Прогибы опор и отклонения гирлянд изоляторов уменьшаются по мере удаления от поврежденного пролета. Точка подвеса провода на анкер-

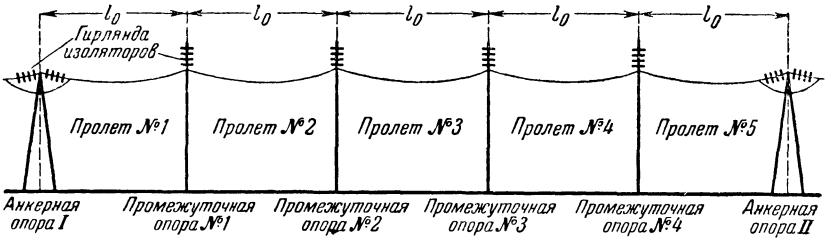


Рис. 15-6. Схема работы линии при необорванных проводах.

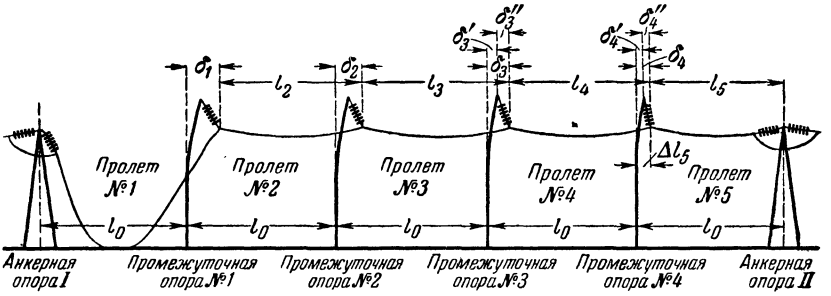


Рис. 15-7. Схема работы линии при обрыве провода.

ной опоре *II*, принимаемой абсолютно жесткой, вследствие отсутствия прогиба опоры и отклонения гирлянды изоляторов никакого смещения не получит, т. е. останется на месте, соответствующем нормальным условиям работы линии.

Из-за неодинаковых прогибов опор и отклонений гирлянд изоляторов длины новых пролетов и напряжения материала проводов в пролетах *2—5* будут неодинаковыми. Обозначим новые пролеты и напряжения провода через l и σ с индексами, соответствующими номерам пролетов, т. е. l_2, l_3,..., σ_2, σ_3...

Аналитическое решение задачи определения тяжения по проводу при обрыве его в одном из пролетов приводит к совместному решению $2(N-1)$ уравнений, где N — число пролетов между анкерными опорами. В зависимости от принятых допущений часть неизвестных будет входить во второй или третьей степени.

На линиях с числом пролетов между анкерными опорами $N=5$ нужно решить совместно 8 кубических или квадратных уравнений, что при практических расчетах неприемлемо. Решение задачи определения тяжений по проводу при обрыве его в одном из пролетов производится графическим методом, предложенным акад. К. И. Шенфером.

Длина провода L_0 для условий, предшествующих обрыву (l_0, γ_0, σ_0), равна:

$$L_0 = l_0 + \frac{l_0^3 \gamma_0^2}{24\sigma_0^2}. \qquad (15\text{-}5)$$

Все величины, входящие в это уравнение, известны, и потому определение L_0 не представит труда.

Предполагая, что при той же удельной нагрузке провода γ_0 пролет изменился с l_0 на l, пренебрегая изменением длины провода из-за изменения тяжения по нему и обозначая новое напряжение материала через σ, можно написать:

$$L_0 = l + \frac{l^3 \gamma_0^2}{24\sigma^2}. \qquad (15\text{-}6)$$

Подставляя значение L_0, найденное из (15-5), в последнее уравнение и решая его относительно σ, получаем

$$\sigma = \sqrt{\frac{l^3 \gamma_0^2}{24(L_0 - l)}}. \qquad (15\text{-}7)$$

Это уравнение дает зависимость между напряжением в проводе и длиной пролета при неизменной удельной нагрузке.

Давая в (15-7) пролету l разные значения, находим соответствующие им напряжения материала провода, а

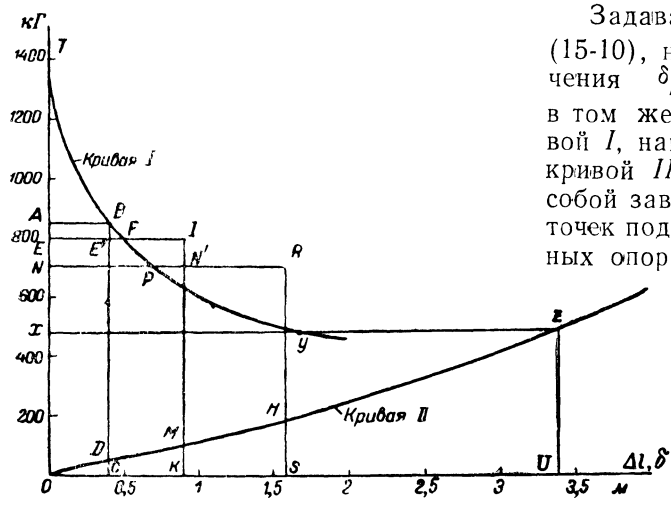


Рис. 15-8. Графический метод определения тяжения по проводу.

по ним — тяжения $T=\sigma F$, действующие по проводу. По полученным результатам строим кривую *I* (рис. 15-8) зависимости тяжения по проводу T от изменения пролета l. По оси ординат откладываем T, а по оси абсцисс — не величины пролетов l, а их изменения $\Delta l=l_0-l$. При обрыве провода отклонения точек подвеса провода происходят в одну сторону — к анкерной опоре *II* (рис. 15-7), и потому все пролеты сокращаются. При построении кривой *I* нужно, следовательно, задаваться значениями l, меньшими исходного пролета l_0.

Прогиб промежуточной опоры с коэффициентом гибкости k под действием разности тяжений (T_n-T_{n-1}) по проводу в двух смежных пролетах можно выразить уравнением

$$\delta'_n=k(T_n-T_{n-1})=k\Delta T_n. \quad (15\text{-}8)$$

Отклонение гирлянды изоляторов на промежуточной опоре согласно (15-4) будет:

$$\delta''_n=\frac{\lambda(T_n-T_{n-1})}{\sqrt{(G_п+g_г)^2+(T_n-T_{n-1})^2}}=$$
$$=\frac{\lambda\Delta T}{\sqrt{(G_п+g_г)^2+\Delta T^2}}. \quad (15\text{-}9)$$

Суммарное смещение точки подвеса провода составит:

$$\delta_n=\delta'_n+\delta''_n=k\Delta T_n+\frac{\lambda\Delta T_n}{\sqrt{(G_п+g_г)^2+\Delta T_n^2}}. \quad (15\text{-}10)$$

Задаваясь значениями ΔT_n в (15-10), найдем соответствующие значения δ_n. Полученные результаты в том же масштабе, что и для кривой *I*, нанесены на рис. 15-8 в виде кривой *II*. Эта кривая представляет собой зависимость между смещениями точек подвеса провода на промежуточных опорах и разностью тяжений по проводу в пролетах, смежных с данной опорой.

Выполнив построение этих двух кривых, приступим к определению тяжений по проводу в аварийном режиме работы линии.

Предположим, как указывалось, что обрыв провода произошел в пролете *1*.

Зададимся тяжением T_5 по проводу в пролете *5* и отложим его на оси ординат в виде отрезка $T_5=OA$ (рис. 15-8). Из точки A проведем горизонтальную прямую AB до пересечения с кривой *I* в точке B. Так как кривая *I* определяет зависимость между сокращением пролета провода и тяжением по нему, то $AB=OC=\Delta l_5$ представляет при выбранном тяжении T_5 сокращение пролета *5*, которое может произойти только за счет смещения точки подвеса провода на промежуточной опоре *4* (анкерная опора — жесткая). Из приведенного рассуждения и рис. 15-7 следует, что сокращение пролета *5* равно смещению точки подвеса провода на промежуточной опоре *4*, т. е. $\Delta l_5=\delta_4$.

Но для того чтобы точка подвеса провода на опоре *4* получила смещение $\delta_4=OC$, на нее должна действовать разность тяжений по проводу в пролетах *5* и *4*. Эта разность $\Delta T_4=T_5-T_4$ найдется по кривой *II*, представляющей зависимость смещения точки подвеса провода от разности тяжений, действующих по проводу в смежных пролетах, и будет при смещении точки подвеса провода $\delta_4=OC$ равна $\Delta T_4=T_5-T_4=CD$.

При принятом тяжении по проводу T_5 в пролете *5* тяжение T_4 по проводу в пролете *4* составит:

$$T_4=T_5-\Delta T_4=OA-CD.$$

Откладывая от точки A вниз отрезок

$AE = CD$, получаем:

$$OE - OA - AE = T_5 - \Delta T_4 = T_4.$$

Проведем через точку E горизонтальную прямую. Тогда отрезок EF определяет сокращение пролета *4*. Действительно, тяжению по проводу T_4 в пролете *4* должно соответствовать вполне определенное сокращение Δl_4 пролета *4*. Раз кривая *I* дает зависимость между сокращениями пролета и тяжениями по проводу, а $OE = T_4$, то $\Delta l_4 = EF$.

Для определения смещения δ_3 точки подвеса провода на промежуточной опоре *3* (рис. 15-7) выразим расстояние от анкерной опоры *II* до промежуточной опоры *3* один раз через пролеты, соответствующие моменту до обрыва провода, а другой — после обрыва:

$$l_0 + l_0 = l_5 + l_4 + \delta_3$$

или

$$\delta_3 = (l_0 - l_5) + (l_0 - l_4) = \Delta l_5 + \Delta l_4.$$

Но так как

$$\Delta l_5 = \delta_4,$$

то

$$\delta_3 = \delta_4 + \Delta l_4,$$

т. е. смещение точки подвеса провода на промежуточной опоре *3* равно отклонению точки подвеса провода на опоре *4* плюс сокращение длины пролета *4*. Последнее очевидно и из рассмотрения рис. 15-7.

На основании полученного соотношения, помня, что

$$\delta_4 = \Delta l_5 = AB = EE'$$

и

$$\Delta l_4 = EF,$$

можно найти на диаграмме на рис. 15-8 величину δ_3, для чего от точки F на продолжении горизонтальной прямой EF отложим отрезок

$$FI = AB = EE' = \delta_4.$$

Тогда

$$EI = EF + FI = \Delta l_4 + \delta_4 = \delta_3.$$

Зная смещение точки подвеса провода δ_3 на опоре *3*, по кривой *II* определим разность тяжений по проводу в пролетах *4* и *3*. Для этого спроектируем точку *I* на ось абсцисс. Отрезок $OK = FI$ будет равен смещению δ_3. При этом смещении точки подвеса провода должна существовать разность тяжений по проводу в пролетах *4* и *3*, равная:

$$\Delta T_3 = T_4 - T_3 = KM.$$

Откладывая от точки E вниз отрезок $EN = KM$, получаем:

$$ON = OE - EN = OE - KM = \\ = T_4 - \Delta T_3 = T_3,$$

т. е. тяжение по проводу в пролете *3*.

Проведем из точки N горизонтальную прямую NR. Отрезок NP будет представлять сокращение длины третьего пролета Δl_3. Откладывая от точки P величину $PR = EI = \delta_3$, находим, что

$$NR = NP + PR = \Delta l_3 + \delta_3.$$

Аналогично тому, как это было доказано для δ_3, можно доказать, что

$$\delta_2 = \Delta l_3 + \delta_3.$$

Следовательно,

$$NR = OS = \Delta l_3 + \delta_3 = \delta_2.$$

Зная величину смещения δ_2 по кривой *II*, получаем разность тяжений по проводу в пролетах *3* и *2*:

$$SH = \Delta T_2 = T_3 - T_2.$$

Откладывая отрезок $NX = SH$ вниз от точки N, получим тяжение по проводу в пролете *2*:

$$T_2 = T_3 - \Delta T_2 = ON - SH = \\ = ON - NX = OX.$$

Пересечение горизонтальной прямой XZ, проведенной из точки X, с кривой *I* определяет сокращение длины пролета *2*:

$$\Delta l_2 = XY.$$

Прибавляя к отрезку XY отрезок

$$YZ = NR = \delta_2,$$

получаем

$$XZ = XY + YZ = \Delta l_2 + \delta_2 = \delta_1,$$

т. е. отрезок $XZ = \delta_1$ выражает смещение точки подвеса провода на промежуточной опоре *1*. В результате по-

строения тяжения по проводу во всех пролетах и смещения точек подвеса провода на всех промежуточных опорах найдены.

Критерием правильности выбора тяжения T_5 служит положение точки Z (см. рис. 15-8). Если точка Z попала на кривую *II*, то T_5 выбрано правильно; если нет, — то неправильно. Это утверждение вытекает из следующих соображений: точка Z, как это видно из рис. 15-8, имеет координаты $OU=\delta_1$ и $UZ=OX=T_2$. Но так как кривая *II* как раз и дает зависимость смещения δ_1 точки подвеса провода на опоре *1* от тяжения T_2 по проводу в пролете *2*, то точка Z должна лежать на этой кривой.

Если точка Z не попала на кривую *II*, нужно задаться новым значением T_5 и проделать все построение снова, повторяя его до тех пор, пока приведенное выше правило не будет соблюдено. Отметим, что положение Z выше кривой *II* показывает, что T_5 было выбрано бо́льшим действительного, а положение Z ниже кривой *II* — наоборот.

По «Правилам устройства» расчетное тяжение $T_р$ по оборванному проводу, действующее на промежуточную опору *1*, при пролетах, бо́льших критических, принимается равным 75% тяжения T_2, найденного по графику на рис. 15-8, т. е.

$$T_р = 0{,}75\,T_2.$$

Коэффициент 0,75 учитывает, что в огромном большинстве случаев обрыв провода происходит при нагрузке, меньшей, чем наибольшая внешняя расчетная нагрузка.

Для пролетов, меньших критических, расчет опор следует вести по полному тяжению T_2, полученному по графику на рис. 15-8, т. е. без введения снижающего коэффициента 0,75.

Исследования показывают, что при числе пролетов между анкерными опорами, большем 5, определение тяжения по оборванному проводу можно вести, предполагая между анкерными опорами пять пролетов. Смещения точек подвеса провода на 5-й, 6-й, 7-й и т. д. опорах очень малы и практически не оказывают влияния на тяжение по проводу в пролете *2*, смежном с пролетом, в котором произошел обрыв провода.

Только что указанное положение позволяет находить тяжение по оборванному проводу на линиях без анкерных опор. Принимается, что на пятой промежуточной опоре смещения точки подвеса провода не происходит.

На анкерную опору наибольшие тяжения по проводам действуют, когда обрыв проводов происходит в пролете, смежном с этой опорой. При обрыве провода в пролете *1* (см. рис. 15-7) анкерная опора *1* подвергается полному одностороннему тяжению проводов. Поскольку анкерная опора жесткая и точка подвеса провода на ней не может получить смещения, сила, действующая по проводу после обрыва, будет равна тяжению по проводу до обрыва.

Обрыв проводов в любом другом, не смежном с анкерной опорой пролете, дает меньшие силы, действующие на промежуточные и анкерные опоры. В этих случаях анкерная опора (например, опора *II* на рис. 15-7) находится под действием разности тяжений по проводам двух смежных пролетов, которая всегда меньше полного тяжения по проводам.

Пример 15-1. На одноцепной линии 110 *кв* с горизонтальным расположением сталеалюминиевых проводов АС-120, покрытых гололедом толщиной 10 *мм*, без ветра и при температуре воздуха —5° С в пролете, примыкающем к анкерной опоре, произошел обрыв крайнего провода. Пролет линии 200 *м*. Коэффициент гибкости опоры, отнесенный к концу траверсы, $k=0{,}005$ *м/кГ* (деревянные гибкие опоры). Длина гирлянды изоляторов 1,12 *м*, а вес ее 40 *кг* (см. табл. 15-1). При определении тяжения по оборванному проводу считаем что влияние обрыва провода распространяется на пять пролетов.

Расчет провода начнем с построения кривых *I* и *II* (см. рис. 15-8).

1. Кривая *I* зависимости $\Delta l=f(T)$. Расчет провода АС-120 для нормальных условий работы линии произведен в примере 14-3. Было найдено, что при $\vartheta_г = -5°$ С, гололеде и без ветра напряжение материала провода $\sigma_3 = 9{,}7$ *кГ/мм*^{2}.

Для построения кривой зависимости тяжения по проводу от сокращения пролета воспользуемся (15-7), для чего определим длину провода в пролете L_0 при исходных условиях:

$$L_0 = l + \frac{l^3\gamma_3^2}{24\sigma_3^2} = 200 + \frac{200^3 \cdot 8{,}78^2 \cdot 10^{-6}}{24 \cdot 9{,}7^2} = 200{,}273 \text{ м}.$$

Таблица 15-2

Зависимость напряжения материала провода от длины пролета

Длины пролетов, *м*	200	199,9	199,8	199,6	199,3	199	198,5	198
Напряжения провода, *кГ/мм²* . .	9,7	8,26	7,33	6,25	5,10	4,45	3,77	3,30
Тяжение по проводу, *кГ*	1 330	1 130	1 000	855	698	610	516	452

Подставляя найденное значение L_0 и удельную нагрузку

$$\gamma_0 = \gamma_3 = 8{,}78 \cdot 10^{-3}\ кГ/м \cdot мм^2.$$

соответствующую моменту обрыва провода, в (15-7), получаем

$$\sigma = \sqrt{\frac{l^3 \cdot 8{,}78^2 \cdot 10^{-6}}{24\,(200{,}273 - l)}}.$$

Задаваясь разными значениями l, определяем соответствующие им напряжения провода σ, а следовательно, и тяжения по проводу $T = \sigma F_0$.

Полное сечение провода АС-120 равно $F_0 = 137\ мм^2$.

Задаваясь разными значениями ΔT_n, находим соответствующие им смещения точки подвеса провода. Результаты расчетов представлены в табл. 15-3.

По полученным данным строим кривую *II* на рис. 15-8, откладывая по оси абсцисс смещения точки подвеса провода в метрах, а по оси ординат — разности тяжений по проводу в смежных пролетах в килограммах.

Имея обе кривые, находим графическим методом тяжения по проводу в разных пролетах и смещения точек подвеса провода на всех промежуточных опорах.

Рассмотрения графического решения задачи не приводим; оно полностью совпадает с описанием, данным в теоретической части предыдущего параграфа.

Таблица 15-3

Зависимость смещений точки подвеса провода от разности тяжений по проводу в смежных пролетах

Разность тяжений по проводу, *кГ*	100	150	200	300	400	500	600
Смещение конца гирлянды изоляторов, *м* . . .	0,4	0,55	0,685	0,85	0,94	1,00	1,03
Прогиб опоры, *м*	0,5	0,75	1,00	1,50	2,00	2,50	3,00
Смещение точки подвеса провода, *м*	0,9	1,30	1,685	2,35	2,94	3,50	4,03

Результаты этих расчетов сведены в табл. 15-2.

По полученным данным строим кривую *I* (см. рис. 15-8), откладывая по оси абсцисс не абсолютные величины пролетов, а соответствующие им сокращения пролетов в метрах, а по оси ординат — тяжения по проводу в килограммах.

2. Кривая *II* зависимости $\delta = f(T)$. Для построения кривой зависимости смещения точки подвеса провода на промежуточных опорах от разности тяжений по проводу в смежных пролетах воспользуемся (15-10). Определим величины, входящие в это уравнение.

Вес одного пролета провода, покрытого гололедом.

$$G_п = \gamma_3 F_0 l = 8{,}78 \cdot 10^{-3} \cdot 137 \cdot 200 = 241\ кГ.$$

Половина веса гирлянды изоляторов

$$g_г = 40 : 2 = 20\ кГ.$$

Коэффициент гибкости опоры $k = 0{,}005\ м/кГ$.

Подставляя эти значения в (15-10), получаем

$$\delta_n = \delta_n' + \delta_n'' = 0{,}005 \Delta T_n + \frac{1{,}12 \Delta T_n}{\sqrt{261^2 + \Delta T_n^2}}.$$

Результаты решения приведены в табл. 15-4.

Промежуточная опора *1* (см. рис. 15-7) является наиболее нагруженной в направлении трассы линии. Тяжение по проводу в пролете *2* составляет 480 *кГ*. Разность тяжений, действующая на промежуточную опору *2*, равная $\Delta T = 700 - 480 = 220\ кГ$, меньше силы, приходящейся на первую промежуточную опору.

Таблица 15-4

Тяжения по проводу и смещения точек подвеса провода

Тяжения по проводу в разных пролетах, *кГ*					Смещения точек подвеса провода на разных опорах, *м*			
T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	δ_1	δ_2	δ_3	δ_4
0	480	700	790	840	3,4	1,58	0,90	0,40

Расчетное тяжение по проводу, принимаемое при расчете промежуточной опоры *1*, в аварийном режиме работы линии составляет:

$$T_р = 0{,}75 \cdot 480 = 360\ кГ.$$

15-6. ТЯЖЕНИЕ ПО ПРОВОДАМ ПРИ ОБРЫВЕ НА ЛИНИЯХ С ВЫПУСКАЮЩИМИ ЗАЖИМАМИ

Выпускающие зажимы при обрыве провода, когда гирлянда изоляторов отклонится на заданный угол α, освобождают провод, позволяя ему проскользнуть в зажиме или выпасть из него.

Предположим, что гирлянда изоляторов весом $G_г$, в конце которой приложена нагрузка $G_п$ (вес провода с добавочными нагрузками), под действием тяжения T по проводу отклонилась на угол α (рис. 15-9). Заменяя вес гирлянды $G_г$ силой $g_г = G_г : 2$, приложенной на конце ее, и принимая во внимание, что гирлянда изоляторов расположится по направлению равнодействующей сил T и $(G_п + g_г)$, можно написать:

$$T = (G_п + g_г) \operatorname{tg} \alpha. \qquad (15\text{-}11)$$

Полученное уравнение позволяет определить тяжение по проводу T при известном угле α раскрытия зажима.

Уравнение (15-11) дает правильное решение, если зажимы находятся в образцовом порядке. На линиях всегда возможны «заедания» провода в зажиме и увеличения силы тяжения по проводу, при которой провод будет освобожден из зажима. Кроме того, угол α раскрытия зажима задается в предположении, что зажим не покрыт гололедом.

В действительности в момент обрыва провода сам провод и зажим могут быть покрыты сплошным гололедом. Для разрушения гололеда потребуется добавочное усилие, которое тоже нужно учесть при определении тяжения, действующего по проводу при обрыве его в одном из пролетов.

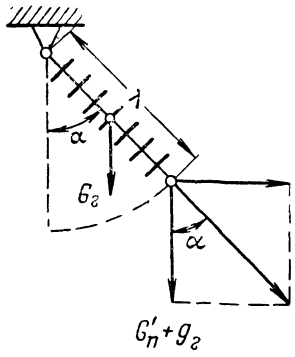


Рис. 15-9. Равновесие гирлянды изоляторов.

Принимая во внимание сказанное о работе выпускающих зажимов на линиях, тяжения по проводу при обрыве его в соседнем пролете определятся в зависимости от интенсивности гололедных образований по эмпирическим формулам, полученным на основании обработки испытаний этих зажимов:

$$T = 100 + 1{,}1\,(G_п + g_г) \operatorname{tg} \alpha \ кГ \qquad (15\text{-}12)$$

для районов с гололедами, имеющими толщины стенок до 1 *см*;

$$T = 200 + 1{,}1\,(G_п + g_г) \operatorname{tg} \alpha \ кГ \qquad (15\text{-}13)$$

для районов с бо́льшими толщинами стенок гололеда.

В этих формулах коэффициент 1,1 учитывает линейные условия работы зажимов, а 100—200 *кГ* — силы, необходимые для разрушения гололеда на зажиме и проводе.

Тяжение по проводу, смонтированному в зажиме с ограниченной прочностью, при обрыве принимается равным предельной силе, с которой зажим удерживает провод при одностороннем тяжении по нему.

Глава шестнадцатая

ГАБАРИТНЫЕ РАЗМЕРЫ ОПОР ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

16-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Большое влияние на конструкцию и размеры опор оказывает рабочее напряжение линии. При напряжениях 6—10 *кв*, когда расстояния между проводами берутся около 1 *м*, провода всех трех фаз легко расположить на опоре в виде одиночного столба относительно небольшой высоты. На линиях 35—220 *кв* расстояния между про-

водами лежат в пределах 2,5—7 *м*, а на линиях 500 *кв* они достигают 10—12 *м*. Для подвески проводов с такими расстояниями между ними требуются высокие и развитые в поперечном направлении опоры.

Кроме того, с повышением напряжения линии возрастают и сечения подвешиваемых проводов. Если на линиях 6—10 *кв* редко применяются провода с сечениями более 70—120 *мм*^{2}, то на линиях 220 *кв* подвешиваются провода с сечениями токоведущей алюминиевой части не менее 300 *мм*^{2} (АС-300). На линиях 330—500 *кв* в каждой расщепленной фазе имеется по два-три провода; суммарное сечение алюминия в фазе достигает 1 500 *мм*^{2}. Такие сечения проводов обусловливают больше поперечные и продольные силы, действующие на опоры, что и ведет к увеличению их размеров и веса.

Большое влияние на конструкцию опор оказывает материал, из которого изготовлены опоры линии. На линиях с деревянными опорами конструкции опор имеют простейшую форму: одиночный столб, А-образная ферма и портал. Сложные составные деревянные опоры неэкономичны.

Такие же простые формы наиболее целесообразны и для железобетонных опор. Отдельные элементы этих опор часто делают пустотелыми цилиндрическими или слегка коническими.

Металлические опоры выполняются в виде решетчатых пространственных ферм. На линиях 35—220 *кв* наиболее экономичными, как правило, являются одностоечные опоры. При более высоких напряжениях применяются портальные опоры с жесткими свободно стоящими стойками или укрепленные тросовыми оттяжками.

Опоры с защитными стальными тросами, естественно, имеют бо́льшие размеры, чем бестросовые опоры.

Значительное влияние на конструкцию и размеры опор и их элементов оказывают климатические условия местности, строительства линии. Чем суровее климатические условия, тем тяжелее получаются опоры.

Конструкция и размеры опоры зависят и от длины пролета воздушной линии.

При малых пролетах высота опор будет небольшой. Расход материалов на каждую опору относительно небольшой. Но на линии придется установить значительное количество опор, что потребует большого числа изоляторов, фундаментов и т. д.

Увеличивая пролет линии, снижаем число опор, которое потребуется для сооружения линии. Расход материалов на каждую опору возрастет, но на 1 *км* линии он уменьшится. Другие составляющие стоимости линии—стоимость изоляторов, транспорта, фундаментом и монтажных работ — также снижаются. Стоимость 1 *км* линии уменьшается.

Снижение стоимости линии с увеличением пролета происходит только до некоторого предела. Дальнейшее увеличение пролета приводит к удорожанию линии.

Пролет линии, при котором затраты на сооружение линии получаются наименьшими, называется экономическим пролетом. Можно считать, что минимум капитальных вложений в данном случае соответствует минимуму эксплуатационных расходов, а следовательно, и минимуму расчетных затрат.

Для определения экономического пролета нужно произвести серию расчетов, задаваясь разными длинами пролетов линии. Для каждого пролета находится стоимость 1 *км* линии. Одновременно выбирается и наиболее целесообразная конструктивная схема опоры. Производство всех этих расчетов требует значительного времени и труда.

В СССР широкое распространение получили типовые деревянные, металлические и железобетонные опоры, проекты которых разработаны с учетом новейших достижений в этой области техники. Сооружение линий с типовыми опорами уменьшает затраты не только на проектные работы, но и на строительство линий.

16-2. РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ ПРОВОДАМИ ПРИ ГОРИЗОНТАЛЬНОМ ИХ РАСПОЛОЖЕНИИ

Правильный выбор расстояний между проводами, а также расстоя-

ний от проводов до частей опор оказывает существенное влияние на технико-экономические показатели воздушных линий. При недостаточных расстояниях будут происходить дуговые перекрытия между проводами и с проводов на опоры. Схлестывание проводов между собой или с тросом, даже при наличии автоматического повторного включения, повлечет продолжительный перерыв в работе линии.

Перекрытия дугой приводят к пережогу проволок провода, т. е. к снижению механической прочности провода.

Излишне большие расстояния между проводами увеличивают высоту опор, вылет траверс и т. д., стоимость линий необоснованно повышается.

Расстояния между проводами, тросами и между проводами и телом опоры определяются:

1) работой проводов и тросов в пролете;

2) координацией изоляции воздушной линии.

Провода воздушных линий могут качаться не строго синхронно. Опасность недопустимого сближения проводов возрастает с увеличением стрел провеса проводов, т. е. с увеличением пролетов линий.

Обработка материалов, в основном опыта эксплуатации воздушных линий в СССР, позволила установить наименьшие расстояния между проводами, обеспечивающие надежную работу линий (табл. 16-1 и 16-2).

Координация изоляции воздушных линий преследует цель иметь необходимый уровень изоляции линии не только при нормальных режимах работы, но и при перенапряжениях, возникающих на них. Уровень изоляции линии определяется, с одной стороны, числом и типом изоляторов, материалом опор и т. п., а с другой — расстояниями по воздуху от проводов до частей опор. При недостаточных расстояниях от проводов до тела опор произойдут дуговые перекрытия и отключения линий.

Воздушные промежутки между элементами опор и проводами, отклоненными под действием ветра, выбираются по атмосферным и внутренним перенапряжениям.

Наименьшие допускаемые воздушные промежутки y (рис. 16-1) между телом опоры и проводами при отклонениях их ветром даны в табл. 16-3.

Воздушные промежутки между проводами и частями деревянных опор,

Таблица 16-1

Наименьшие расстояния между проводами воздушных линий класса II, *см*

Характеристики линий	Районы гололедности	Длины пролетов, *м*								
		50	75	100	125	150	175	200	250	300
Линии со штыревыми изоляторами при любом расположении проводов										
Линии до 10 *кв*	I—II	80	80	90	110	130	150	175	—	—
	III—IV	100	125	150	175	200	—	—	—	—
„ „ 35 „	I—II	100	125	150	175	200	225	—	—	—
	III—IV	150	175	200	225	250	—	—	—	—
Линии с подвесными изоляторами 20—35 кв										
При вертикальном расположении проводов	I—II	100	125	150	175	200	225	250	—	—
	III—IV	175	200	225	250	275	—	—	—	—
При горизонтальном расположении проводов	I—II	—	175	200	225	250	275	300	325	350
	III—IV	—	225	250	275	300	325	350	375	400

Таблица 16-2

Наименьшие расстояния между проводами воздушных линий класса I, *см*, при горизонтальном расположении проводов

Напряжения линий, *кв*	Районы гололедности	Длины пролетов, *м*							
		150	175	200	250	300	350	400	450
35	I—II	250	275	300	325	350	350	—	—
	III—IV	300	325	350	375	400	400	—	—
110	I—II	—	—	350	350	400	400	450	450
	III—IV	350	350	400	400	450	450	500	500
150	I—II	—	—	400	400	450	450	500	500
	III—IV	400	400	450	450	500	500	550	550
220	I—II	—	—	—	—	500	500	550	550
	III—IV	—	—	500	500	550	550	600	600

не имеющих заземляющих спусков, допускается уменьшать на 10%.

Приближение проводов к элементам опор определяется при следующих атмосферных условиях:

1. По атмосферным перенапряжениям: скорость ветра 10 *м/сек*, температура воздуха + 15° С.

2. По внутренним перенапряжениям: скорость ветра, равная 60% наибольшей расчетной скорости ветра; температура + 15° С.

3. По рабочему напряжению: наибольшая расчетная скорость ветра $v_{нб}$, температура воздуха, соответствующая $v_{нб}$.

На линиях с деревянными опорами вследствие высокой изоляции линии относительно земли импульсные перекрытия происходят обычно между проводами. Следовательно, уровень изоляции таких линий определяется комбинированной изоляцией из двух гирлянд изоляторов и деревянных частей опоры, находящихся между точками подвеса соседних гирлянд изоляторов (расстояние *D*, рис. 16-2).

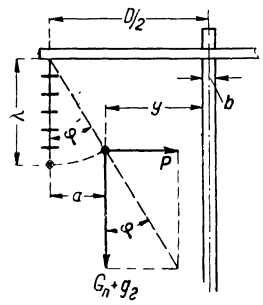


Рис. 16-1. Приближение провода к опоре.

Для получения нужной грозоупорности линий с деревянными опорами расстояния *D* между соседними фазами, определенные по дереву, рекомендуется принимать не менее приведенных в табл. 16-4.

Давление ветра на провод и гирлянду изоляторов отклоняют последнюю на угол φ (рис. 16-1). Давление ветра на гирлянду изоляторов, по сравнению с давлением ветра на провод мало и потому не учитывается.

Зная давление ветра на провод и вес провода и изоляторов, находим угол φ, для чего заменим вес гирлянды эквивалентной силой $g_г = G_г : 2$, приложенной на ее конце.

Таблица 16-3

Наименьшие воздушные промежутки на воздушных линиях

Расчетные условия	Наименьшие воздушные промежутки, *см*, при напряжениях линий, *кв*						
	6	10	20	35	110	150	220
По атмосферным перенапряжениям	15	20	35	45	115	150	210
По внутренним перенапряжениям	—	—	15	30	80	105	170
По наибольшему рабочему напряжению	—	—	—	10	25	35	55

Из рис. 16-1 следует:

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{P}{G_п + g_г}.$$

При сравнительно больших пролетах влиянием веса изоляторов можно

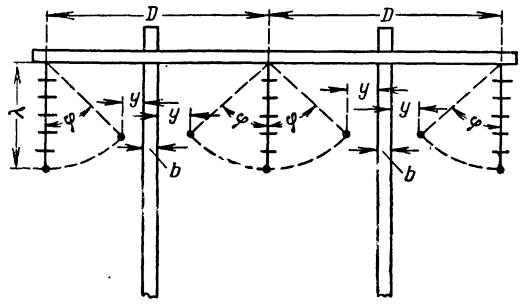


Рис. 16-2. Расстояние между проводами.

Таблица 16-4

Наименьшие расстояния между фазами по атмосферным перенапряжениям по дереву

Напряжения линий, *кв*	Выше 1 до 3 *кв*	6	10	20	35	110	150	220
Расстояния между фазами по дереву, *см*	50	75	100	200	300	400	450	500

пренебречь. Предыдущее уравнение получит вид:

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{P}{G_{\text{п}}}. \qquad (16\text{-}1)$$

При проводах, свободных от гололеда, удельная нагрузка от веса провода равна γ_1, а от давления ветра $\gamma_{4(v)}$. Выражая P и $G_{\text{п}}$ через удельные нагрузки, получаем

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{P}{G_{\text{п}}} = \frac{\gamma_{4(v)} F_0 l}{\gamma_1 F_0 l} = \frac{\gamma_{4(v)}}{\gamma_1}. \qquad (16\text{-}2)$$

Вводя результирующую удельную нагрузку $\gamma_{6(v)}$ от веса провода и давления ветра на него, можно написать:

$$\sin\varphi = \frac{\gamma_{4(v)}}{\gamma_{6(v)}}. \qquad (16\text{-}3)$$

Зная синус угла наклона гирлянды изоляторов к вертикали, находим отклонение a конца гирлянды (рис. 16-1):

$$a = \lambda \sin\varphi,$$

где λ — длина гирлянды изоляторов.

Ветер может дуть как с одной, так и с другой сторон линии (рис. 16-2), и потому необходимое расстояние между проводами соседних фаз при горизонтальном их расположении определится равным:

$$D = 2\lambda \sin\varphi + 2y + b, \qquad (16\text{-}4)$$

где b — толщина стойки опоры на уровне конца отклоненной гирлянды.

Расстояния между проводами по (16-4) для линий с деревянными опорами получаются меньшими расстояний между фазами по дереву по условиям грозоупорности линий (см. табл. 16-4) и расстояний по условиям работы проводов в пролете (см. табл. 16-1 и 16-2). Поэтому для линий с деревянными опорами, как правило, формула (16-4) не используется. Принцип, положенный в ее основу, используется при проверке приближения провода к траверсе опоры при скоростях ветра, бо́льших 25 *м/сек*. Формула (16-4) применяется и для определения возможного приближения стойки опоры к проводу. В некоторых случаях для уменьшения изгибающих моментов, действующих на консольные концы траверс, целесообразно стойку П-образной опоры (рис. 16-2) расположить не посредине между проводами, а ближе к крайнему проводу.

На линиях 35—110 *кв* с деревянными опорами наименьшим допускаемым расстоянием от провода при вертикальном положении его до стойки следует считать 1,5 *м*. При меньшем расстоянии осмотр верхушки опоры и ремонтные работы по смене сгнивших частей ее без отключения линии невозможны.

Рассмотрим размещение тросов на опоре при горизонтальном расположении проводов.

Для защиты внешних проводов от прямых ударов молнии (рис. 16-3) защитный угол α рекомендуется принимать равным 15—20°. Защита среднего провода осуществляется, если отношение расстояния h_0 по вертикали от провода до троса на опоре к горизонтальному расстоянию a между тросами находится в пределах

$$h_0 \geqslant (0{,}2 \div 0{,}25)\, a. \qquad (16\text{-}5)$$

На деревянных опорах защитный угол α берется 25—30°. Опыт эксплуатации воздушных линий и исследования на моделях линий показывают, что вероятность поражения молнией проводов при защитном угле 30° очень мала. Защитный угол 15—20° легко получить на металлических опорах; на линиях с деревянными опорами осу-

ществление защитного угла 15—20° сопряжено со значительным увеличением стоимости опор с тросами.

Необходимое вертикальное расстояние h_0 от проводов до тросов найдется равным:

$$h_0 = b \operatorname{ctg} \alpha. \qquad (16\text{-}6)$$

Удар молнии в трос в середине пролета при недостаточном расстоянии между проводом и тросом приведет к перекрытию их дугой. Такое перекрытие сопровождается отключением линии. Поэтому расстояние между проводом и тросом берется таким, чтобы исключить возможность перекрытий.

Рекомендуемые расстояния между тросами и проводами в середине пролета приведены в табл. 16-5.

Таблица 16-5

Наименьшие расстояния между тросом и проводом в середине пролета, *м*

Длины пролетов, *м*	150	200	300	400	500
Расстояния между тросом и проводом, *м*	3,2	4	5,5	7	8,5

Эти расстояния должны быть выдержаны при температуре воздуха + 15° С.

На линиях с напряжением 35 *кв* и выше с горизонтальным расположением проводов приходится подвешивать два троса.

В заключение отметим, что на линиях 20—110 *кв* с деревянными опорами и на линиях 35 *кв* с металлическими и железобетонными опорами защитные тросы, как правило, не монтируются.

16-3. РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ ПРОВОДАМИ ПРИ СМЕШАННОМ ИХ РАСПОЛОЖЕНИИ

На линиях со штыревыми изоляторами «Правила устройства» рекомендуют принимать расстояния между проводами при любом их расположении, приведенные в табл. 16-1. Оценивая эти расстояния при вертикальном расположении проводов с точки зрения возможных подскоков при сбросе гололеда с нижнего провода, убеждаемся, что рекомендуемые расстояния обеспечивают надежную работу линий.

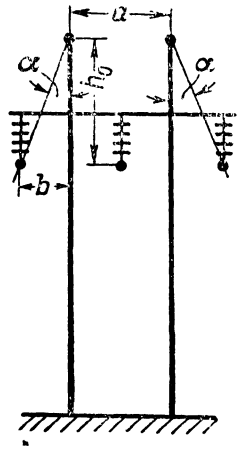


Рис. 16-3. Расположение тросов на опоре.

Расстояния 0,8—1,0 *м* при небольших пролетах больше возможных подскоков провода; они установлены по эксплуатационным соображениям.

При смешанном расположении проводов расстояния *y* от проводов до тела опоры должны быть выдержаны такими же, как и при горизонтальном расположении проводов (рис. 16-3).

Серьезным вопросом является выбор вертикального расстояния D_1 (рис. 16-4) между проводами и горизонтального смещения *a* между ними.

Для линий в *I* и *II* районах по гололедности наименьшие допускаемые расстояния между проводами по вертикали и наименьшие горизонтальные смещения проводов двух смежных ярусов даны в табл. 16-6.

Эти расстояния, установленные на основании опыта эксплуатации боль-

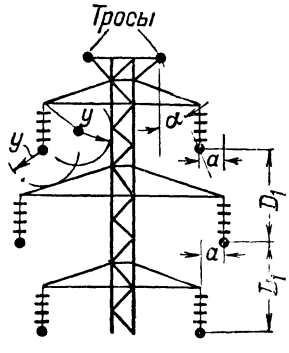


Рис. 16-4. Размеры головки опоры при смешанном расположении проводов.

Таблица 16-6

Наименьшие вертикальные расстояния и горизонтальные смещения при смешанном расположении проводов в районах I и II гололедности

Напряжения линий, *кв*	Расстояния между проводами по вертикали, *см*	Горизонтальные смещения проводов, *см*
35	225	50
110	300	70
150	375	100
220	500	150

шого числа наших линий, обеспечивают необходимую надежность работы линий.

Основным фактором, определяющим расстояние между проводами в районах *I* и *II* по гололедности, является подскок проводов при сбросе гололеда или мокрого снега.

В районах *III* и *IV* по гололедности вертикальные расстояния между проводами находятся с учетом сближения их в пролете при неравномерной нагрузке проводов гололедом (см. рис. 2-16).

Проверка сближения проводов при неравномерной нагрузке их гололедом в *IV* районе по гололедности производится в предположении, что верхний провод во всех пролетах покрыт гололедом с толщиной стенки 2 *см*, а в одном среднем пролете нижнего провода гололед сброшен. Все остальные пролеты нижнего провода покрыты гололедом со стенкой толщиной 2 *см*.

Для линий в *III* районе по гололедности принимается та же схема неравномерности нагрузки проводов гололедом, но на среднем пролете нижнего провода гололед считается сброшенным не полностью, а частично. Предполагается, что в этом пролете на проводе остался гололед весом, равным 25% веса гололеда при толщине стенки 1,5 *см*.

Наименьшие допускаемые расстояния D_1 (рис. 16-4) между проводами при неравномерной нагрузке их гололедом можно определять, исходя из расстояния 0,5 *см* на 1 *кв* действующего номинального напряжения линии.

По «Правилам устройства» горизонтальные смещения проводов двух соседних ярусов в *III* и *IV* районах по гололедности должны быть не менее: для линий 35 *кв* — 0,7 *м*, для линий 110 *кв* — 1,2 *м*, для линий 150 *кв* — 1,5 *м* и для линий 220 *кв* — 2 *м*.

При смешанном расположении проводов на двухцепных опорах в последнее время подвешивается один защитный трос. Выбрав защитный угол троса, можно найти расстояние по вертикали от верхнего провода до троса. Для однотросовых опор защитный угол троса может приниматься до 30°.

16-4. ВЫСОТА ОПОР ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Высота опор зависит от стрелы провеса провода, расстояния от провода до поверхности земли, типа опоры и т. п.

Высоту опоры при горизонтальном расположении проводов на линиях без защитных тросов (рис. 16-5) определяют следующие величины:

1. Требуемое расстояние $h_г$ провода от земли (габарит приближения провода к земле).

Провода воздушных линий должны быть подвешены на такой высоте, чтобы от низших их точек до поверхности земли оставалось расстояние, обеспечивающее безопасность движения. Под проводами могут не только проходить люди, но и проезжать автомобили, груженные громоздкими предметами, высокие сельскохозяйственные машины, краны и т. п. На них не должно произойти электрического разряда с провода линии.

Наименьшие допускаемые расстояния от проводов до земли и некоторых инженерных сооружений приведены в табл. 16-7.

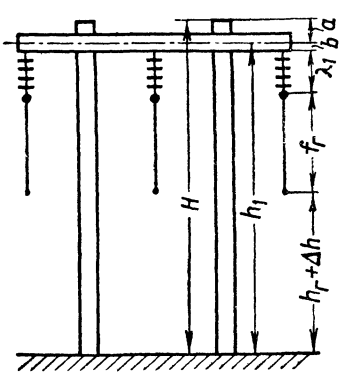


Рис. 16-5. Высота опоры.

Таблица 16-7

Габариты приближения проводов к земле и инженерным сооружениям

Характеристики местностей и пересечений	Напряжения линий, *кв*				
	ниже 1 *кв*	1—20	35—110	150	220
Ненаселенная местность, часто посещаемая людьми и доступная для транспорта и сельскохозяйственных машин. Расстояние до земли, *м*	5	6	6	6,5	7,0
Населенные местности и территории промышленных предприятий. Расстояния до земли, *м*	6	7	7	7,5	8,0
При пересечениях железных дорог постоянного пользования. Расстояние до головки рельсов, *м* . . .	7,5	7,5	7,5	8	8,5
При пересечениях автогужевых дорог. Расстояние до полотна дороги, *м*	6	7	7	7,5	8

Приведенные расстояния должны быть выдержаны при нормальных режимах работы линий. В некоторых случаях для линий с подвесными изоляторами нужно произвести проверку расстояний, получающихся при обрыве одного из проводов.

2. Запас в расстоянии от провода до земли Δh.

При трассировке воздушных линий поперечные профили снимаются только в пересеченных местностях. Продольные профили трассы линий, по которым производится проектная расстановка опор, вычерчиваются в масштабе по вертикали 1 : 200—1 : 500. Неточности съемки и чертежей могут привести к расстояниям проводов над землей при сооружении линий, меньшим предписываемых «Правилами устройства». Чтобы избежать недоразумений, высота опоры определяется с небольшим запасом Δh, принимаемым 0,2—0,4 *м*. Меньшая цифра берется для пролетов длиной до 200—250 *м*, а бо́льшая — при пролетах 400—500 *м*. Для пролетов 200 *м* и менее при спокойном профиле местности запаса Δh можно не принимать.

3. Габаритная стрела провеса провода $f_г$, при которой расстояние от провода до земли или инженерного сооружения получается наименьшим.

Габаритная стрела провеса провода при определении высоты опоры может быть при:

1) высшей температуре окружающего воздуха и нагрузке провода только собственным весом, отсутствии ветра;

2) гололеде, температуре $\vartheta_г$; отсутствии ветра.

Бо́льшая из этих стрел провеса провода и берется при определении высоты опоры.

При проверке приближения провода к земле и инженерным сооружениям в аварийном режиме работы линии, принимается обрыв провода в том пролете, который в контрольном пролете дает наибольшую стрелу провеса провода. Например, при пересечении линии связи воздушной линией с промежуточными опорами обрыв принимается происшедшим в пролете соседнем с пересекающим.

В аварийных режимах работы линий электропередачи допускаемые расстояния от проводов до земли и некоторых инженерных сооружений установлены меньшими, чем при нормальных режимах работы линий.

Когда пересекаемый объект — автострада, линия связи и т. д. — находится не в середине пролета (рис. 16-6), а расположена ближе к одной из опор, при определении высоты опоры следует принять во внимание не только наибольшую стрелу провеса провода $f_{нб}$, но и стрелы провеса f_1 и f_2 над пересекаемыми объектами.

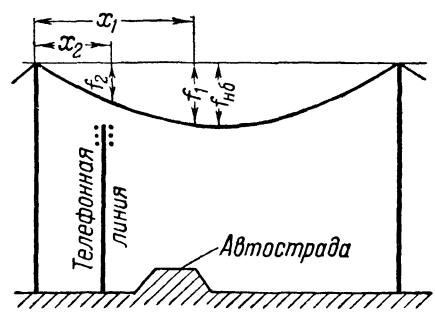


Рис. 16-6. Пересечение линией электропередачи автострады и линии связи.

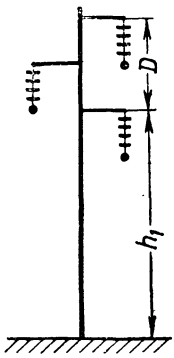


Рис. 16-7. Высота опоры с треугольным расположением проводов.

Стрела провеса провода на расстоянии x от точки его подвеса находится по формуле

$$f = \frac{\gamma x (l - x)}{2\sigma}. \quad (16\text{-}7)$$

4. Длина гирлянды изоляторов λ_1, включая арматуру, необходимую для крепления гирлянды изоляторов на опоре. Для определения λ_1 нужно к длинам гирлянд, приведенным в табл. 15-1, прибавить при деревянных опорах 100 *мм*, а при металлических и железобетонных — ~150 *мм*.

5. Размер b — расстояние от нижнего обреза траверсы до ее оси, зависящее от конструкции опоры.

6. Размер a — расстояние от оси траверсы до вершины опоры, определяемое конструкцией опоры.

Высота опоры до оси траверсы определится, следовательно, равной:

$$h_1 = h_г + \Delta h + f_г + \lambda_1 + b. \quad (16\text{-}8)$$

Полная высота опоры

$$H = h_1 + a.$$

При расположении проводов, например, в вершинах треугольника (рис. 16-7) высота h_1 оси нижней траверсы над землей определяется так же, как было указано выше. Положение верхней траверсы находится увеличением h_1 на расстояние D, принятое между проводами разных фаз.

Наличие защитных тросов увеличивает высоту опор. Добавляется необходимое расстояние от верхнего провода до троса.

16-5. РАСЧЕТНЫЕ СХЕМЫ ОПОР ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Расчет проводов и тросов заканчивается составлением расчетных схем опор, на которых показаны действующие на них силы при разных режимах работы линии.

По «Правилам устройства» промежуточные опоры (рис. 16-8) рассчитываются для следующих схем нагрузок:

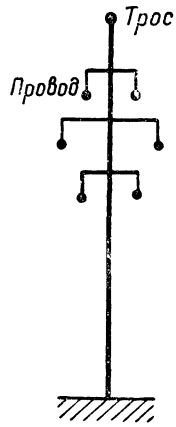


Рис. 16-8. Схема двухцепной опоры со смешанным расположением проводов.

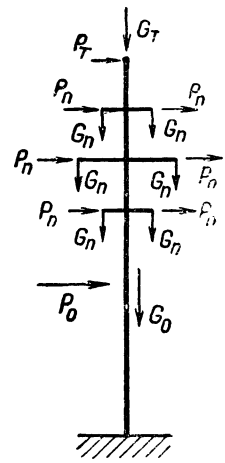


Рис. 16-9. Силы, действующие на опору при нормальных режимах работы линии.

I. Нормальный режим работы линии

1. Провода и тросы свободны от гололеда. Ветер с наибольшей расчетной скоростью $v_{нб}$. Температура воздуха, соответствующая наибольшей скорости ветра.

2. Провода и тросы покрыты гололедом с расчетной толщиной стенки. Ветер со скоростью $v_г = 0{,}5v_{нб}$; температура воздуха $\vartheta_г$.

Из этих двух схем нагрузки за расчетную принимают ту, которая дает наибольшую нагрузку на опору и ее элементы.

Предположим, что поперечные силы от давления ветра на провода и тросы, свободные от гололеда, и опору больше, чем при проводах и тросе, покрытых гололедом. Расчетная схема этого режима работы показана на рис. 16-9.

Силы, действующие на опору:

А. Горизонтальные силы.

1. Давление ветра на один пролет троса

$$P_т = \gamma^т_{4(v)} F_т l.$$

2. Давление ветра на один пролет провода (всего 6 проводов)

$$P_п = \gamma^п_{4(v)} F_п l.$$

3. Давление ветра на опору.

Давление P_0 в первой стадии расчета оценивается приближенно.

Б. Вертикальные силы.

1. Вес троса, приходящийся на опору,

$$G_т = 1{,}2\gamma_1^т F_т l.$$

Коэффициент 1,2 учитывает возможность установки опоры в пересеченной местности, когда вес проводов в пролетах, смежных с рассчитываемой опорой, не раскладывается поровну между опорами.

2. Вес провода, приходящийся на опору,

$$G_п = 1{,}2\gamma_1^п F_п l.$$

3. Вес опоры G_0, оцениваемый в начале расчета приближенно.

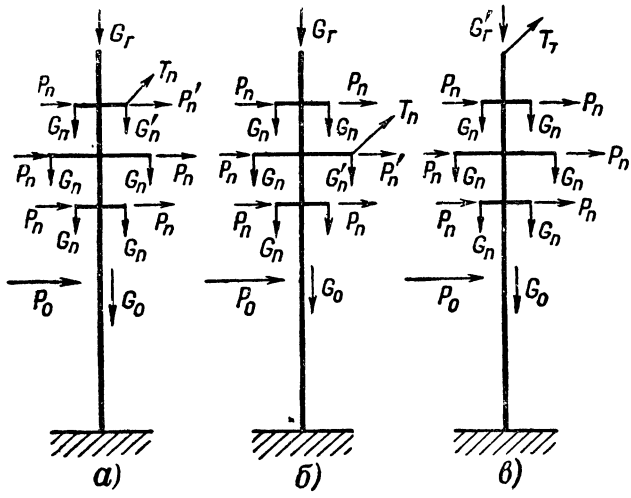


Рис. 16-10. Силы, действующие на опору при аварийных режимах работы линии.

Веса троса и проводов, покрытых гололедом, больше, чем свободных от него, и потому траверсы опоры в нормальном режиме работы должны быть дополнительно рассчитаны и на нагрузки, соответствующие проводам и тросам, покрытым гололедом, т. е.

$$G_п = 1{,}2\gamma_3^п F_п l;$$

$$G_т = 1{,}2\gamma_3^т F_т l.$$

По этим же соображениям следует проверить на нагрузки при проводах и тросах, покрытых гололедом, и другие элементы опоры, в которых при этих нагрузках возможны бо́льшие напряжения, чем при проводах и тросах, свободных от гололеда.

II. Аварийные режимы работы линии

1. Оборван один провод, дающий наибольший изгибающий момент на опору. Тросы не оборваны (рис. 16-10,*а*).

2. Оборван один провод, дающий наибольший крутящий момент на опору. Тросы не оборваны (рис. 16-10,*б*).

3. Оборван один трос, дающий наибольший изгибающий момент на опору. Провода не оборваны (рис. 16-10,*в*).

4. Оборван один трос, дающий наибольший крутящий момент на опору. Провода не оборваны.

При одном тросе на опоре или двух тросах, расположенных на опоре симметрично, расчеты по пп. 3 и 4 не отличаются друг от друга. Производится только один расчет.

Обрыв проводов и тросов предполагается происшедшим для пролетов, бо́льших критического, при гололеде, ветре и температуре $\vartheta_г$, а для пролетов, меньших критического,— при низшей температуре воздуха.

Тяжение по оборванному проводу находится графическим методом, изложенным в гл. 15. Тяжение по тросу при обрыве для жестких промежуточных опор принимается равным половине наибольшего расчетного тяжения по нему в нормальных режимах работы линии.

Нагрузки на опоры находятся так же, как и в нормальных режимах работы. Отличие заключается в том, что вертикальная нагрузка от веса оборванного провода или троса ($G'_п$ и $G'_т$) принимается равной весовой нагрузке провода, оставшегося только с одной стороны опоры.

Анкерные опоры рассчитываются при таких же схемах нагрузки, как и промежуточные опоры. В аварийных режимах расчет анкерных опор ведется в предположении одновременного обрыва двух проводов одного и того же пролета. Отдельно рассматриваются схемы обрыва тросов — принимается обрыв только одного троса.

Приложение 1

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОВОЛОК

Материал проволок	Объемный вес, $кг/дм^3$	Временное сопротивление разрыву, $кГ/мм^2$	Модуль упругости, $кГ/мм^2$	Температурный коэффициент линейного расширения, $град^{-1}$
Медь твердотянутая	8,9	39	$13 \cdot 10^3$	$17 \cdot 10^{-6}$
Бронза	8,9	54	$13 \cdot 10^3$	$18 \cdot 10^{-6}$
Алюминий	2,7	15—16*	$6{,}3 \cdot 10^3$	$23 \cdot 10^{-6}$
Алдрей	2,7	30—35	$(5{,}6—5{,}7) \cdot 10^3$	$23 \cdot 10^{-6}$
Сталь:				
в однопроволочных проводах ПСО	7,85	55	$20 \cdot 10^3$	$12 \cdot 10^{-6}$
в многопроволочных проводах ПС и ПМС	7,85	65—70**	$20 \cdot 10^3$	$12 \cdot 10^{-6}$
в сталеалюминиевых проводах и стальных тросах	7,85	120	$20 \cdot 10^3$	$12 \cdot 10^{-6}$

* В алюминиевых проводах с диаметром проволок до 2,5 *мм* и во всех сталеалюминиевых проводах — 16 $кГ/мм^2$, в алюминиевых проводах с диаметром проволок более 2,5 *мм* — 15 $кГ/мм^2$.

** При диаметре проволок до 2 *мм* — 70 $кГ/мм^2$, при диаметре проволок более 2 *мм* — 65 $кГ/мм^2$.

Приложение 2

ВЫДЕРЖКИ ИЗ ГОСТ 839-59 ПРОВОДА НЕИЗОЛИРОВАННЫЕ МЕДНЫЕ, АЛЮМИНИЕВЫЕ И СТАЛЕАЛЮМИНИЕВЫЕ

Таблица 1

Конструкция проводов

Номинальное сечение, $мм^2$	Число и диаметр проволок проводов марок, *мм*							
	М	А	АС		АСО		АСУ	
	медных	алюминиевых	алюминиевых	стальных	алюминиевых	стальных	алюминиевых	стальных
4	1×2,24	—	—	—	—	—	—	—
6	1×2,73	—	—	—	—	—	—	—
10	1×3,53	—	5×1,6	1×1,2	—	—	—	—
16	7×1,68	7×1,70	6×1,8	1×1,8	—	—	—	—
25	7×2,11	7×2,12	6×2,2	1×2,2	—	—	—	—
35	7×2,49	7×2,50	6×2,8	1×2,8	—	—	—	—
50	7×2,97	7×3,00	6×3,2	1×3,2	—	—	—	—
70	19×2,14	7×3,55	6×3,8	1×3,8	—	—	—	—
95	19×2,49	7×4,12	6×4,5	1×4,5	—	—	—	—
120	19×2,80	19×2,80	28×2,29	7×2,0	—	—	30×2,22	7×2,2
150	19×3,15	19×3,15	28×2,59	7×2,2	24×2,80	7×1,8	30×2,50	7×2,5
185	37×2,49	19×3,50	28×2,87	7×2,5	24×3,10	7×2,0	30×2,80	7×2,8
240	37×2,84	19×4,00	28×3,29	7×2,8	24×3,59	7×2,4	30×3,20	7×3,2
300	37×3,15	37×3,20	28×3,66	7×3,2	54×2,62	7×2,6	30×3,55	19×2,2
400	37×3,66	37×3,69	28×4,24	19×2,2	54×3,04	7×3,0	30×4,12	19×2,5
500	—	37×4,15	—	—	54×3,37	19×2,0	—	—
600	—	61×3,55	—	—	54×3,69	19×2,2	—	—
700	—	—	—	—	54×4,10	19×2,5	—	—

Примечание. Номинальное сечение для проводов марок АС, АСО и АСУ дано для токопроводящей алюминиевой части.

Таблица 2

Расчетные данные для медных и алюминиевых проводов

Номинальное сечение, мм²	Расчетное сечение, мм²	Расчетный диаметр провода, мм	Электрическое сопротивление при температуре +20° С, ом/км не более	Расчетный вес провода, кг/км
		М		
4	3,94	2,2	4,65	35
6	5,85	2,7	3,06	52
10	9,79	3,5	1,84	87
16	15,5	5,0	1,20	140
25	24,5	6,3	0,74	221
35	34,1	7,5	0,54	323
50	48,5	8,9	0,39	439
70	68,3	10,7	0,28	618
95	92,5	12,5	0,20	837
120	117	14,0	0,158	1058
150	148	15,8	0,123	1338
185	180	17,4	0,103	1627
240	234	19,9	0,078	2120
300	288	22,1	0,062	2608
400	389	25,6	0,047	3521
		А		
16	15,9	5,1	1,98	44
25	24,7	6,4	1,28	68
35	34,4	7,5	0,92	95
50	49,5	9,0	0,64	136
70	69,3	10,7	0,46	191
95	93,3	12,4	0,34	257
120	117	14,0	0,27	322
150	148	15,8	0,21	407
185	183	17,5	0,17	503
240	239	20,0	0,132	656
300	298	22,4	0,106	817
400	396	25,8	0,080	1087
500	501	29,1	0,063	1376
600	604	32,0	0,052	1658

Таблица 3

Расчетные данные для сталеалюминиевых проводов

Номинальное сечение провода, мм²	Расчетное сечение, мм²: алюминиевой токопроводящей части провода	Расчетное сечение, мм²: стального сердечника	Расчетный диаметр, мм: провода	Расчетный диаметр, мм: стального сердечника	Электрическое сопротивление при температуре +20° С, ом/км не более	Расчетный вес провода, кг/км
			АС			
10	10,1	1,13	4,4	1,2	3,12	36
16	15,3	2,5	5,4	1,8	2,06	62
25	22,8	3,8	6,6	2,2	1,38	92

Продолжение табл. 3

Номинальное сечение провода, мм²	Расчетное сечение, мм²: алюминиевой токопроводящей части провода	Расчетное сечение, мм²: стального сердечника	Расчетный диаметр, мм: провода	Расчетный диаметр, мм: стального сердечника	Электрическое сопротивление при температуре +20° С, ом/км не более	Расчетный вес провода, кг/км
35	36,9	6,2	8,4	2,8	0,85	150
50	48,3	8,0	9,6	3,2	0,65	196
70	68,0	11,3	11,4	3,8	0,46	275
95	95,4	15,9	13,5	4,5	0,33	386
120	115	22,0	15,2	6,0	0,27	492
150	148	26,6	17,0	6,6	0,21	617
185	181	34,4	19,0	7,5	0,17	771
240	238	43,1	21,6	8,4	0,132	997
300	295	56,3	24,2	9,6	0,107	1257
400	395	72,2	28,0	11,0	0,080	1660
			АСО			
150	148	17,8	16,6	5,4	0,21	559
185	181	22,0	18,4	6,0	0,17	687
240	243	31,7	21,6	7,2	0,130	937
300	291	37,2	23,5	7,8	0,108	1098
400	392	49,5	27,2	9,0	0,080	1501
500	482	59,7	30,2	10,0	0,065	1836
600	578	72,2	33,1	11,0	0,055	2206
700	712	93,3	37,1	12,5	0,044	2756
			АСУ			
120	116	26,6	15,5	6,6	0,28	530
150	147	34,4	17,5	7,5	0,21	678
185	185	43,1	19,6	8,4	0,17	850
240	241	56,3	22,4	9,6	0,131	1 111
300	297	72,2	25,2	11,0	0,106	1 390
400	400	93,3	29,0	12,5	0,079	1 840

Таблица 4

Выдержки из ГОСТ 5800-51 Стальные многопроволочные провода марок ПС и ПМС

Номинальные сечения, мм²	Число и диаметр проволок, мм	Площадь поперечного сечения, мм²	Диаметр провода, мм	Вес провода, кг/км
25	5×2,5	24,6	5,6	194,3
35	7×2,6	37,2	7,8	295,7
50	12×2,3	49,8	9,2	396,0
70	19×2,3	78,9	11,5	631,6
95	37×1,8	94,0	12,6	754,8

Приложение 3

ИНДУКТИВНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ, $ом/км \cdot 10^{-3}$

Среднегеометрические расстояния между проводами, *м*	Диаметры проводов, *мм*													
	5	6	7	8	9	10	12	14	16	18	20	24	28	32
0,6	359	347	337	329	322	316	305	295	—	—	—	—	—	—
0,8	376	364	356	347	340	333	322	312	—	—	—	—	—	—
1,0	391	379	370	361	354	347	336	326	—	—	—	—	—	—
1,25	404	393	383	376	368	362	350	340	—	—	—	—	—	—
1,50	416	404	394	386	379	372	362	351	—	—	—	—	—	—
1,75	426	415	404	396	389	383	371	363	—	—	—	—	—	—
2,0	433	422	413	404	396	391	379	370	361	354	347	—	—	—
2,5	—	—	426	419	411	404	393	383	376	368	362	—	—	—
3,0	—	—	437	429	422	416	404	394	386	379	372	—	—	—
3,5	—	—	448	439	432	426	415	404	396	389	383	—	—	—
4,0	—	—	456	448	441	433	422	413	404	396	391	379	370	361
4,5	—	—	—	—	448	441	432	419	412	404	398	386	378	369
5,0	—	—	—	—	455	448	436	426	419	411	404	393	383	376
5,5	—	—	—	—	461	454	442	432	425	418	410	399	389	381
6,0	—	—	—	—	466	460	448	436	429	422	416	404	394	386
6,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	421	410	400	391
7,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	426	415	404	396
7,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	430	419	409	400
8,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	433	422	413	404
8,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	438	426	416	408

Примечание. Индуктивные сопротивления линий с диаметрами проводов, не указанными в таблице, определяются интерполяцией.

Приложение 4

ЕМКОСТНАЯ ПРОВОДИМОСТЬ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ, $\frac{1}{ом \cdot км} \cdot 10^{-6}$

Среднегеометрические расстояния между проводами, *м*	Диаметры проводов, *мм*									
	9	10	12	14	16	18	20	24	28	32
3,0	2,68	2,73	2,82	2,90	2,95	3,01	3,06	—	—	—
3,5	2,62	2,66	2,73	2,82	2,87	2,93	2,98	—	—	—
4,0	—	2,61	2,68	2,75	2,82	2,87	2,92	3,01	3,08	3,16
4,5	—	2,56	2,62	2,70	2,76	2,82	2,86	2,94	3,02	3,10
5,0	—	2,53	2,60	2,66	2,71	2,76	2,82	2,89	2,97	3,03
5,5	—	2,49	2,56	2,62	2,67	2,72	2,77	2,86	2,93	2,99
6,0	—	2,46	2,53	2,59	2,64	2,68	2,73	2,82	2,90	2,95
6,5	—	—	—	—	—	—	2,70	2,77	2,85	2,91
7,0	—	—	—	—	—	—	2,66	2,73	2,82	2,87
7,5	—	—	—	—	—	—	2,64	2,71	2,78	2,84
8,0	—	—	—	—	—	—	2,61	2,68	2,75	2,82
8,5	—	—	—	—	—	—	2,59	2,66	2,73	2,78

Примечание. Емкостные проводимости линий с диаметрами проводов, не указанными в таблице, определяются интерполяцией.

Приложение 5

ИНДУКТИВНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ И ЕМКОСТНЫЕ ПРОВОДИМОСТИ КАБЕЛЕЙ

Сечения жил кабелей, $мм^2$	Индуктивные сопротивления, *ом/км*				Емкостные проводимости, $\frac{1}{ом \cdot км} \cdot 10^{-6}$			
	Номинальные напряжения кабелей, *кв*							
	6	10	20	35	6	10	20	35
10	0,100	0,113	—	—	60	50	—	—
16	0,094	0,104	—	—	69	57	—	—
25	0,085	0,094	0,135	—	91	72	57	—
35	0,079	0,088	0,129	—	104	82	63	—
50	0,076	0,082	0,119	—	119	94	72	—

Сечения жил кабелей, *мм²*	Индуктивные сопротивления, *ом/км*				Емкостные проводимости, $\frac{1}{ом \cdot км} \cdot 10^{-6}$			
	Номинальные напряжения кабелей, *кв*							
	6	10	20	35	6	10	20	35
70	0,072	0,079	0,116	0,132	141	100	82	63
95	0,069	0,076	0,110	0,126	163	119	91	68
120	0,069	0,076	0,107	0,119	179	132	97	72
150	0,066	0,072	0,104	0,116	202	144	107	79
185	0,066	0,069	0,100	0,113	229	163	116	85

Приложение 6

Таблица 1

Активные сопротивления многопроволочных стальных проводов, *ом/км*

Ток по проводу, *а*	Марки проводов				
	ПМС-25 ПС-25	ПМС-35 ПС-35	ПМС-50 ПС-50	ПМС-70 ПС-70	ПМС-95 ПС-95
2	5,27	3,66	2,75	1,70	1,55
4	5,30	3,69	2,75	1,70	1,55
6	5,35	3,71	2,75	1,70	1,55
8	5,40	3,75	2,76	1,70	1,55
10	5,50	3,80	2,78	1,70	1,55
15	5,97	4,02	2,80	1,70	1,55
20	6,70	4,40	2,85	1,72	1,55
25	6,97	4,89	2,95	1,74	1,55
30	7,10	5,21	3,10	1,77	1,56
35	7,10	5,36	3,25	1,79	1,56
40	7,02	5,35	3,40	1,83	1,57
45	6,92	5,30	3,52	1,88	1,57
50	6,85	5,25	3,61	1,93	1,58
60	—	5,13	3,69	2,07	1,58
70	—	5,00	3,73	2,21	1,61
80	—	—	3,70	2,27	1,63
90	—	—	3,68	2,29	1,67
100	—	—	3,65	2,33	1,71
125	—	—	—	2,33	1,83
150	—	—	—	2,38	1,87
175	—	—	—	—	1,89
200	—	—	—	—	1,88

Таблица 2

Внутренние индуктивные сопротивления стальных многопроволочных проводов, *ом/км*

Ток по проводу, *а*	Марки проводов				
	ПМС-25 ПС-25	ПМС-35 ПС-35	ПМС-50 ПС-50	ПМС-70 ПС-70	ПМС-95 ПС-95
2	0,55	0,35	0,24	0,17	0,08
4	0,59	0,37	0,25	0,18	0,08
6	0,67	0,42	0,27	0,19	0,08
8	0,77	0,48	0,28	0,20	0,08
10	0,93	0,55	0,30	0,21	0,08
15	1,33	0,75	0,35	0,23	0,08

Продолжение табл. 2

Ток по проводу, *а*	Марки проводов				
	ПМС-25 ПС-25	ПМС-35 ПС-35	ПМС-50 ПС-50	ПМС-70 ПС-70	ПМС-95 ПС-95
20	1,63	1,04	0,42	0,25	0,09
25	1,91	1,32	0,49	0,27	0,09
30	2,01	1,56	0,59	0,30	0,09
35	2,06	1,64	0,69	0,33	0,09
40	2,09	1,69	0,80	0,37	0,10
45	2,08	1,71	0,91	0,41	0,11
50	2,07	1,72	1,00	0,45	0,11
60	—	1,70	1,10	0,55	0,13
70	—	1,64	1,14	0,65	0,15
80	—	—	1,15	0,70	0,17
90	—	—	1,14	0,72	0,20
100	—	—	1,13	0,73	0,22
125	—	—	—	0,73	0,31
150	—	—	—	0,73	0,34
175	—	—	—	0,71	0,35
200	—	—	—	—	0,35

Таблица 3

Активные и внутренние индуктивные сопротивления стальных однопроволочных проводов, *ом/км*

Ток по проводу, *а*	Диаметры проводов, *мм*					
	3,5		4,0		5,0	
	r_0	x_0''	r_0	x_0''	r_0	x_0''
2	16,1	6,45	12,5	4,38	8,35	3,58
4	18,5	11,9	14,3	9,7	10,8	8,1
6	21,4	16,3	16,5	12,5	13,8	11,2
8	21,7	16,7	18,0	14,2	15,4	13,3
10	21,9	17,1	18,1	14,3	14,6	12,4
15	20,2	18,3	17,3	13,3	13,6	11,4
20	—	—	—	—	12,7	10,5

Приложение 7

ТРАНСФОРМАТОРЫ СИЛОВЫЕ МАСЛЯНЫЕ

(выдержки из ГОСТ 401-41)

Таблица 1

Характеристики трехфазных двухобмоточных трансформаторов

Номинальные мощности	Верхние пределы номинальных напряжений обмоток		Потери		Напряжения короткого замыкания, % номинальных напряжений	Токи холостого хода, % номинальных токов
	ВН	НН	холостого хода	короткого замыкания		
ква	*кв*	*кв*	*вт*	*вт*		
5	6,3	0,400	60	185	5,5	10
10	6,3	0,400	105	335	5,5	10
	10	0,400	140	335	5,5	10
20	6,3	0,400	180	600	5,5	9
	10	0,400	220	600	5,5	10
30	6,3	0,400	250	850	5,5	8
	10	0,400	300	850	5,5	9
50	6,3	0,525	350	1 325	5,5	7
	10	0,400	440	1 325	5,5	8
	35	0,400	540	1 325	6,5	9
75	6,3	0,525	490	1 875	5,5	6,5
	10	0,400	590	1 875	5,5	7,5
100	6,3	0,525	600	2 400	5,5	6,5
	10	0,525	730	2 400	5,5	7,5
	35	0,525	900	2 400	6,5	8,0
135	6,3	0,525	830	3 070	5,5	6,5
	10	0,525	1 000	3 150	5,5	7,5
180	6,3	0,525	1 000	4 000	5,5	6
	10	0,525	1 200	4 100	5,5	7
	10	3,15	1 500	4 100	5,5	8
	35	10,5	1 500	4 100	6,5	8
240	6,3	0,525	1 400	4 900	5,5	6
	10	0,525	1 600	5 100	5,5	7
320	6,3	0,525	1 600	6 070	5,5	6
	10	0,525	1 900	6 200	5,5	7
	10	3,15	2 300	6 200	5,5	7,5
	35	10,5	2 300	6 200	6,5	7,5
420	10	0,525	2 100	7 700	5,5	6,5
560	10	0,525	2 500	9 400	5,5	6
	10	6,3	3 350	9 400	5,5	6,5
	35	10,5	3 350	9 400	6,5	6,5
750	10	0,525	4 100	11 900	5,5	6
1 000	10	6,3	4 900	15 000	5,5	5,5
	35	10,5	5 100	15 000	6,5	5
1 350	10	6,3	6 000	19 500	5,5	5
	35	10,5	6 500	19 500	6,5	5,5
1 800	10	6,3	8 000	24 000	5,5	4,5
	35	10,5	8 300	24 000	6,5	5
2 400	10	6,3	9 200	31 500	5,5	4,5
	35	10,5	10 000	31 500	6,5	5
3 200	10	6,3	11 000	37 000	5,5	4
	38,5	10,5	11 500	37 000	7	4,5
	121	38,5	16 000	39 500	10,5	4,5
4 200	10	6,3	14 000	47 000	5,5	4
	35	10,5	14 500	47 000	7	4,5
5 600	10	6,3	18 000	56 000	5,5	4
	38,5	10,5	18 500	57 000	7,5	4,5
	121	38,5	25 500	62 500	10,5	4,5
7 500	38,5	11	24 000	75 000	7,5	3,5
	121	38,5	33 000	77 000	10,5	4
10 000	38,5	11	29 000	92 000	7,5	3,3
	121	38,5	38 500	97 500	10,5	3,5

Продолжение табл. 1

Номинальные мощности	Верхние пределы номинальных напряжений обмоток		Потери		Напряжения короткого замыкания, % номинальных напряжений	Токи холостого хода, % номинальных токов
	ВН	НН	холостого хода	короткого замыкания		
ква	*кв*	*кв*	*вт*	*вт*		
15 000	38,5	11	39 000	122 000	7,5	3
	121	38,5	50 000	133 000	10,5	3,5
20 000	38,5	11	48 000	148 000	8	2,5
	121	38,5	60 000	163 000	10,5	3
31 500	38,5	11	73 000	180 000	8	2,2
	121	38,5	86 000	200 000	10,5	2,7

Таблица 2

Характеристики однофазных двухобмоточных трансформаторов

Номинальные мощности, *ква*	Верхние пределы номинальных напряжений обмоток		Потери		Напряжения короткого замыкания, % номинальных напряжений	Токи холостого хода, % номинальных токов
	ВН, *кв*	НН, *кв*	холостого хода, *квт*	короткого замыкания, *квт*		
600	35	6,6	3,2	9,5	6,5	5,5
1 067	35	6,6	5	14,5	7	5
1 867	35	6,6	7,3	22	7,5	4,5
3 333	38,5	11	11	33	8	4,5
5 000	38,5	11	14	45	8	4
	110	11	18	47	10,5	4
6 667	38,5	11	17	53,5	8	3,5
	121	11	24	56	10,5	3,5
10 500	38,5	11	23,5	77	7,5	3,3
	121	38,5	29,5	81,5	10,5	3,3
13 500	121	38,5	33,5	98,5	10,5	3,3
20 000	121	38,5	47	129	10,5	2,85
30 000	121	10,5	66	172	10,5	2,5
40 000	121	15,75	84	216	10,5	2,5

Примечание. Для определения потерь в трехфазной группе указанные в таблице потери следует умножить на 3.

Таблица 3

Характеристики трехфазных трехобмоточных трансформаторов

Номинальные мощности, *ква*	Условные обозначения (см. примеч.)	Верхние пределы номинальных напряжений обмоток			Потери		Токи холостого хода, % номинальных токов
		ВН, *кв*	СН, *кв*	НН, *кв*	холостого хода, *квт*	короткого замыкания максимальные при номинальной нагрузке обмоток ВН, *квт*	
5 600	I	121	38,5	11	30	69,5	
	II	121	38,5	11	29	69,5	5
	III	121	38,5	11	29	61	
7 500	I	121	38,5	11	35	82	
	II	121	38,5	11	35,5	81,5	4,6
	III	121	38,5	11	35,5	71	

Продолжение табл. 3

Номинальные мощности, *ква*	Условные обозначения (см. примеч.)	Верхние пределы номинальных напряжений обмоток			Потери		Токи холостого хода, % номинальных токов
		ВН, *кв*	СН, *кв*	НН, *кв*	холостого хода, *квт*	короткого замыкания максимальные при номинальной нагрузке обмоток ВН, *квт*	
10 000	I	121	38,5	11	45	97	4,4
	II	121	38,5	11	43	97	
	III	121	38,5	11	43	89	
15 000	I	121	38,5	11	63	132	
	I	121	11,0	10,5	63	132	
	I	121	6,6	6,3	63	132	
	II	121	38,5	11	59	132	4
	III	121	38,5	11	59	120	
20 000	I	121	38,5	11	76	163	
	I	121	11,0	10,5	76	163	
	I	121	6,6	6,3	76	163	3,5
	II	121	38,5	11,0	75	163	
	III	121	38,5	11,0	75	148	
31 000	I	121	38,5	11	110	233	
	II	121	38,5	11	105	233	3
	III	121	38,5	11	105	203	
	I	110	11,0	6,6	110	233	3

Примечание. Условные обозначения: I — все три обмотки мощностью по 100%; II—две обмотки мощностью по 100%, одна — 66,7%; III — одна обмотка мощностью 100%, две другие — по 66,7%.

Таблица 4

Характеристики однофазных трехобмоточных трансформаторов

Номинальные мощности, *ква*	Условные обозначения (см. примеч.)	Верхние пределы номинальных напряжений обмоток			Потери		Токи холостого хода, % номинальных токов
		ВН, *кв*	СН, *кв*	НН, *кв*	холостого хода, *квт*	короткого замыкания максимальные при номинальных нагрузках обмоток ВН, *квт*	
5 000	I	121	38,5	11	20,5	54,5	4,2
	II	121	38,5	11	20,5	54,5	
	III	121	38,5	11	20,5	48,5	
6 667	I	121	38,5	11,0	27	66	4
	I	121	11,0	10,5	27	66	
	I	121	6,6	6,3	27	66	
	II	121	38,5	11,0	25	66	
	III	121	38,5	11,0	25	59	
10 500	I	121	38,5	11,0	35,5	96,5	3,6
	I	121	11,0	10,5	35,5	96,5	
	I	121	6,6	6,3	35,5	96,5	
	II	121	38,5	11,0	32,5	96,5	
	III	121	38,5	11,0	32,5	87,0	
13 500	I	121	38,5	11	41	116	3
	II	121	38,5	11	38,5	116	
	III	121	38,5	11	38,5	103,5	
	I	110	11,0	6,6	41	116	3

Продолжение табл. 4

Номинальные мощности, *ква*	Условные обозначения (см. примеч.)	Верхние пределы номинальных напряжений обмоток			Потери		Токи холостого хода, % номинальных токов
		ВН, *кв*	СН, *кв*	НН, *кв*	холостого хода, *квт*	короткого замыкания максимальные при номинальных нагрузках обмоток ВН, *квт*	
20 000	I	121	38,5	11	59	147	2,8
	II	121	38,5	11	55	147	
	III	121	38,5	11	55	131	
40 000	I	121	38,5	15,75	100	248	2,6
	II	121	38,5	15,75	93	248	
	III	121	38,5	15,75	93	220	

Примечание. Условные обозначения: I — все три обмотки мощностью по 100%; II — две обмотки мощностью по 100%, одна — 66,7%; III — одна обмотка мощностью 100%, две другие — по 66,7%.

Таблица 5

Напряжения короткого замыкания между обмотками трехобмоточных трансформаторов, %

Исполнение	Напряжения короткого замыкания между обмотками, %		
	ВН — СН	ВН — НН	СН — НН
1	17	10,5	6
2	10,5	17	6

Число ответвлений и соответствующие этим ответвлениям пределы регулирования напряжения устанавливаются следующие.

1. Два ответвления: одно на +5% и одно на —5% имеют:

а) все трансформаторы до напряжения 35 *кв* включительно, трехфазные мощностью до 5 600 *ква* включительно, однофазные — до 1 867 *ква* включительно;

б) обмотки ВН и СН трансформаторов при номинальном токе этих обмоток, превышающем 550 *а*.

2. Четыре ответвления: на +5; +2,5; —2,5 и —5% имеют обмотки ВН и СН всех трансформаторов, не указанных в п. 1.

3. Для трансформаторов с номинальным напряжением обмоток ВН 110 и 121 *кв* возможна перепайка обмотки на следующие варианты четырех ответвлений:

а) + 2,5%; — 2,5%; — 5% и — 7,5%;

б) — 2,5%; — 5%; — 7,5% и — 10%.

4. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы мощностью 7 500 — 20 000 *ква* включительно с номинальным напряжением обмотки НН 6,3 или 6,6 *кв* могут выполняться на номинальное напряжение обмотки ВН 38,5 *кв* с ответвлениями:

— 2,5%; — 5%; — 7,5% и — 10%.

5. При работе трансформаторов на ответвлениях: 7,5 и —10% номинальный вторичный ток должен быть снижен соответственно на 2,5 и 5%.

6. Номинальные напряжения и напряжения, соответствующие регулировочным ответвлениям обмоток при холостом ходе, приведены в табл. 6.

Таблица 6

Номинальные напряжения и напряжения регулировочных ответвлений, *кв*

Ответвления обмоток	Обмотки ВН двух- и трехобмоточных трансформаторов									Обмотки СН трехобмоточных трансформаторов
	понижающих							повышающих		
+ 5%	0,4	0,525	3,15	6,3	10,5	36,75	115,5	40,4	127,05	40,4
+ 2,5%	—	—	—	—	—	35,87	112,75	39,46	124,02	39,46
Номинальное	0,38	0,500	3,0	6,0	10,0	35,00	110,00	38,5	121,00	38,5
— 2,5%	—	—	—	—	—	34,13	107,25	37,54	117,98	37,54
— 5,0%	0,36	0,475	2,85	5,7	9,5	33,25	104,5	36,6	114,95	36,6

Приложение 8

Таблица 1

Допускаемые токи на неизолированные (голые) провода, *а*

Медные провода			Алюминиевые провода			Сталеалюминиевые провода	
Сечение, *мм²*	Допускаемый ток		Сечение, *мм²*	Допускаемый ток		Марка провода	Допускаемый ток вне помещений
	снаружи	в помещении		снаружи	в помещении		
4	50	25	10	75	55	АС-16	105
6	70	35	16	105	80	АС-25	135
10	95	60	25	135	110	АС-35	170
16	130	100	35	170	135	АС-50	220
25	180	140	50	215	170	АС-70	275
35	220	175	70	265	215	АС-95	335
50	270	220	95	325	260	АС-120	380
70	340	280	120	375	310	АС-150	445
95	415	340	150	440	370	АС-185	515
120	485	405	185	500	425	АС-240	610
—	—	—	240	610	—	АС-300	700
—	—	—	—	—	—	АС-400	800
—	—	—	—	—	—	АСУ-300	710
—	—	—	—	—	—	АСУ-400	865

Приложение 9

Таблица 1

Допускаемые токовые нагрузки на провода и шнуры с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией с медными жилами, *а*

Сечения жил, *мм²*	Провода проложены открыто	Одножильные провода проложены в одной трубе		
		Два провода	Три провода	Четыре провода
0,5	11	—	—	—
0,75	15	—	—	—
1	17	16	15	14
1,5	23	19	17	16
2,5	30	27	25	25
4	41	38	35	30
6	50	46	42	40

Продолжение табл. 1

Сечения жил, *мм²*	Провода проложены открыто	Одножильные провода проложены в одной трубе		
		Два провода	Три провода	Четыре провода
10	80	70	60	50
16	100	85	80	75
25	140	115	100	90
35	170	135	125	115
50	215	185	170	150
70	270	225	210	185
95	330	275	255	225
120	385	315	290	260
150	440	360	330	—
185	510	—	—	—
240	605	—	—	—
300	695	—	—	—
400	830	—	—	—

При определении числа проводов, проложенных в одной трубе, нулевой провод четырехпроводной системы трехфазного переменного тока в расчет не принимается.

Таблица 2

Допускаемые токовые нагрузки на провода с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией с алюминиевыми жилами, *а*

Сечения жил, *мм²*	Провода проложены открыто	Одножильные провода проложены в одной трубе		
		Два провода	Три провода	Четыре провода
2,5	24	20	19	19
4	32	28	28	23
6	39	36	32	30
10	55	50	47	39
16	80	60	60	55
25	105	85	80	70
35	130	100	95	85
50	165	140	130	120
70	210	175	165	140
95	255	215	200	175
120	295	245	220	200
150	340	275	255	—
185	390	—	—	—
240	465	—	—	—
300	535	—	—	—
400	645	—	—	—

При определении числа проводов, проложенных в одной трубе, нулевой рабочий провод четырехпроводной системы трехфазного тока в расчет не принимается.

Приложение 10

Таблица 1

Допускаемые токовые нагрузки на кабели с медными жилами с бумажной изоляцией, пропитанной канифольной и нестекающей массами, в свинцовой или алюминиевой оболочке, проложенные в земле, *а*

Сечения жил, *мм²*	Трехжильные кабели		Четырехжильные кабели
	6 *кв*	10 *кв*	до 1 *кв*
	Допускаемая температура жил кабеля, °С		
	65	60	80
4	—	—	50
6	—	—	60
10	80	—	85
16	105	95	115
25	135	120	150
35	160	150	175
50	200	180	215
70	245	215	265
95	295	265	310
120	340	310	350
150	390	355	395
185	440	400	450
240	510	460	—

Таблица 2

Допускаемые токовые нагрузки на кабели с медными жилами с бумажной изоляцией, пропитанной канифольной и нестекающей массами, в свинцовой или алюминиевой оболочке, проложенные на воздухе, *а*

Сечения жил, *мм²*	Трехжильные кабели		Четырехжильные кабели
	6 *кв*	10 *кв*	до 1 *кв*
	Допускаемые температуры жил кабелей, °С		
	65	60	80
4	—	—	35
6	—	—	45
10	55	—	60
16	65	60	80
25	90	85	100
35	110	105	120
50	145	135	145
70	175	165	185
95	215	200	215
120	250	240	260
150	290	270	300
185	325	305	340
240	375	350	—

Таблица 3

Допускаемые токовые нагрузки на кабели с алюминиевыми жилами с бумажной изоляцией, пропитанной канифольной и нестекающей массами, в свинцовой или алюминиевой оболочке, проложенные в земле, *а*

Сечения жил, *мм²*	Трехжильные кабели		Четырехжильные кабели
	6 *кв*	10 *кв*	до 1 *кв*
	Допускаемые температуры жил кабелей, °С		
	65	60	80
4	—	—	38
6	—	—	46
10	60	—	65
16	80	75	90
25	105	90	115
35	125	115	135
50	155	140	165
70	190	165	200
95	225	205	240
120	260	240	270
150	300	275	305
185	340	310	345
240	390	355	—

Таблица 4

Допускаемые токовые нагрузки на кабели с алюминиевыми жилами с бумажной изоляцией, пропитанной канифольной и нестекающей массами, в свинцовой или алюминиевой оболочке, проложенные на воздухе, *а*

Сечения жил, *мм²*	Трехжильные кабели		Четырехжильные кабели
	6 *кв*	10 *кв*	до 1 *кв*
	Допускаемые температуры жил кабелей, °С		
	65	60	80
4	—	—	27
6	—	—	35
10	42	—	45
16	50	46	60
25	70	65	75
35	85	80	95
50	110	105	110
70	135	130	140
95	165	155	165
120	190	185	200
150	225	210	230
185	250	235	260
240	290	270	—

Таблица 5

Допускаемые нагрузки на кабели с бумажной пропитанной изоляцией в слоистой полихлорвиниловой оболочке (марок ВМБ, ВМБГ, АВМБ, АВМБГ), прокладываемые в земле, *а*

Сечения жил, *мм*²	Кабели до 1 *кв*			
	Медные жилы		Алюминиевые жилы	
	трехжильные	четырехжильные	трехжильные	четырехжильные
	Допускаемая температура жил +65° С			
6	50	40	40	30
10	70	60	55	45
16	90	80	70	60
25	125	115	95	90
35	150	135	115	105
50	190	170	145	130
70	230	205	175	160

Таблица 6

Допускаемые нагрузки на кабели с бумажной пропитанной изоляцией в слоистой полихлорвиниловой оболочке (марок ВМБ, ВМБГ, АВМБ, АВМБГ), прокладываемые в воздухе, *а*

Сечения жил, *мм*²	Кабели до 1 *кв*			
	Медные жилы		Алюминиевые жилы	
	трехжильные	четырехжильные	трехжильные	четырехжильные
	Допускаемая температура 65° С			
6	35	35	25	25
10	45	45	35	35
16	65	65	50	50
25	85	80	65	60
35	110	105	85	80
50	135	130	105	100
70	170	155	130	120

Приложение 11

ПОПРАВОЧНЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ НА ТЕМПЕРАТУРЫ ЗЕМЛИ И ВОЗДУХА ДЛЯ ТОКОВЫХ НАГРУЗОК НА ГОЛЫЕ, ИЗОЛИРОВАННЫЕ ПРОВОДА И КАБЕЛИ

Поправочные коэффициенты при фактической температуре среды, °С											
−5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41

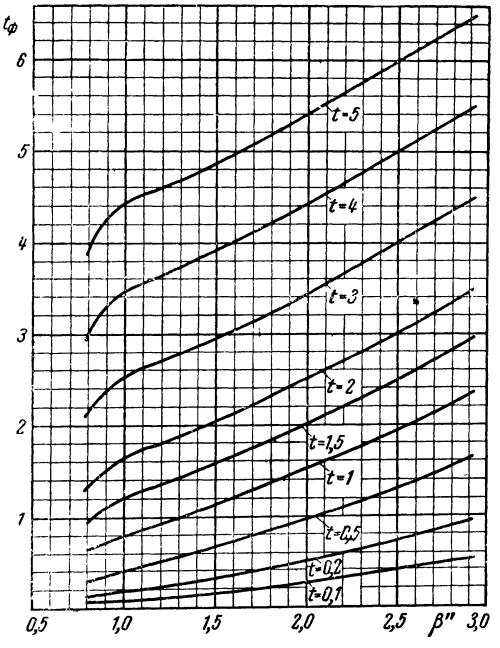
Приложение 12

ПОПРАВОЧНЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ НА ЧИСЛО РАБОТАЮЩИХ КАБЕЛЕЙ, ЛЕЖАЩИХ РЯДОМ В ЗЕМЛЕ В ТРУБАХ И БЕЗ НИХ

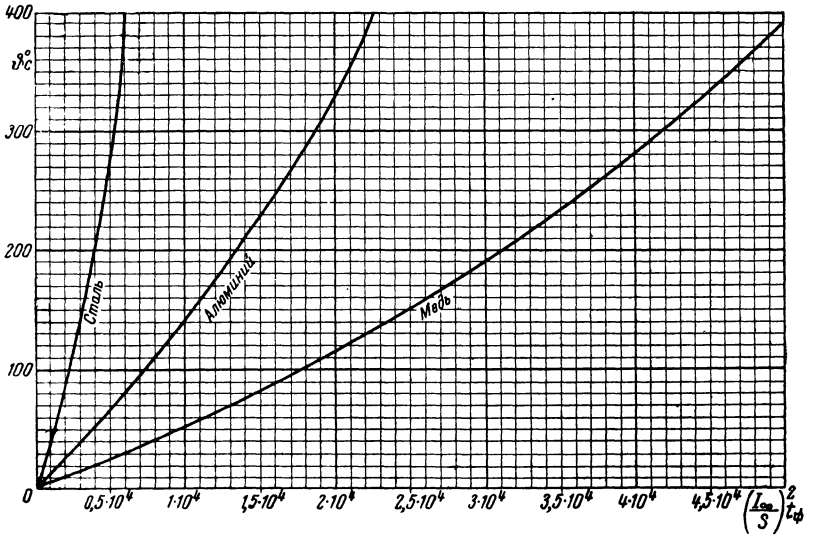
Число кабелей	2	3	4	5	6
Расстояние в свету 100 *мм*	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
То же 200 *мм*	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
» » 300 »	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Примечание. Прокладка нескольких кабелей в земле с расстояниями в свету между ними менее 100 *мм* не рекомендуется. При определении поправочных коэффициентов резервные кабели не учитываются.

КРИВЫЕ ФИКТИВНОГО ВРЕМЕНИ ДЛЯ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ СЛАГАЮЩЕЙ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ



КРИВЫЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НАГРЕВА ПРОВОДНИКОВ ПРИ КОРОТКОМ ЗАМЫКАНИИ



Приложение 14

НОМИНАЛЬНЫЕ ТОКИ ПЛАВКИХ ВСТАВОК, *а*

6, 10, 15, 20, 25, 35, 60, 80, 100, 125, 160, 200, 225, 260, 300

Приложение 15

СИНХРОННЫЕ КОМПЕНСАТОРЫ

Номинальные мощности при опережающем токе, *Мва*	Номинальные напряжения, *кв*	Потери при номинальном режиме, *квт*
5	6,3—10,5	160
7,5	6,6—11	185
10	6,6—11	225
15	6,6—11	300
30	11	500
37,5 с водородным	11	600
75 охлаждением	11	1 026

Приложение 16

КОНДЕНСАТОРЫ МАСЛЯНЫЕ (КОСИНУСНЫЕ)

Тип конденсатора	Номинальное напряжение, *в*	Емкость, *мкф*	Мощность, *ква*
КМ-0,23-5-3	230	301	5
КМ-0,23-3-3	230	223	3,7
КМ-0,23-18-3	230	1 120	18
КМ-0,40-5-3	400	110	5,5
КМ-0,40-7-3	400	140	7
КМ-0,40-9-3	400	180	9
КМ-0,40-36-3	400	726	36
КМ-0,525-7-3	525	85	7,3
КМ-0,525-9-3	525	105	9
КМ-0,525-45-3	525	525	45
КМ-1,05-9-1	1 050	26	9
КМ-3,15-10-1	3 150	3,22	10
КМ-6,3-10-1	6 300	0,803	10
КМ-10,5-10-1	10 500	0,291	10

Примечание. В марке конденсаторов первые цифры — номинальное напряжение конденсатора, *кв*, вторые — округленное значение мощности конденсатора, *ква*, третьи — число фаз. Конденсаторы на напряжения до 525 *в* выполняются трехфазными, а наболее высокие — однофазными.

ЛИТЕРАТУРА

I. Основная литература

О-1. Правила устройства электроустановок, разд. I—III, Госэнергоиздат, 1957—1959.
О-2. Глазунов А. А., Электрические сети и системы, Госэнергоиздат, 1954.
О-3. Глазунов А. А., Электрические сети и системы, Госэнергоиздат, ч. I и II, Госэнергоиздат, 1939—1940.
О-4. Глазунов А. А., Основы механической части воздушных линий электропередачи, т. I, Госэнергоиздат, 1956.
О-5. Глазунов А. А. и Глазунов А. А., Основы механической части воздушных линий электропередачи, т. II, Госэнергоиздат, 1959.
О-6. Глазунов А. А., Глазунов А. А. и Розанов Г. М., Задачник по сетям электрических систем, Госэнергоиздат, 1953.
О-7. Под редакцией Глазунова А. А., Электрическая часть станций и подстанций, Госэнергоиздат, 1951.
О-8. Городецкий Г. М., Расчет электрических сетей, Гостехиздат УССР, 1953.
О-9. Залесский А. М., Передача электрической энергии, Госэнергоиздат, 1948.
О-10. Мельников Н. А., Расчеты режимов работы сетей электрических систем, Госэнергоиздат, 1950.
О-11. Маркович И. М., Режимы электрических систем, Госэнергоиздат, 1957.
О-12. Каменский М. Д., Электрические системы, Госэнергоиздат, 1952.
О-13. Рябков А. Я., Электрический расчет электрических сетей, Госэнергоиздат, 1950.
О-14. Хрущев В. М., Рациональные основы проектирования электрических сетей, ВРНГ УРСР, Технічне видавництво, 1932.

II. Периодическая и другая литература

1. *M. Vidmar, Die Gestalt der elektrischen Freileitung Basel*, 1952.
2. Глазунов А. А., Глазунов А. А. и Розанов Г. М., Экономически целесообразное отношение сечений алюминия и стали в сталеалюминиевых проводах, «Электричество», 1952, № 5.
3. Государственные стандарты СССР, Кабели, провода и шнуры электрические, издание официальное, 1956.
4. Бачелис Д. С., Белоруссов Н. И. и Саакян А. Е., Справочник, Госэнергоиздат, 1958.
5. Под редакцией Сиротинского Л. И., Техника высоких напряжений, ч. II, Госэнергоиздат, 1953.
6. Сушкин Н. И. и Глазунов А. А., Деревянные опоры линий электропередачи, «Электричество», 1924, № 12.
7. Кнорринг Г. М., Проектирование осветительных установок, Госэнергоиздат, 1958.
8. Соловьев П. Ф., Основы монтажа и эксплуатации электрооборудования промышленных установок, Госэнергоиздат, 1957.
9. Прощин Е. Л., Монтаж кабельных линий, Госэнергоиздат, 1957.
10. Мукосеев Ю. Л., Вопросы электроснабжения промышленных предприятий, Госэнергоиздат, 1951.
11. Миролюбов А. В. и Рокотян С. С., Линии электропередачи 400 *кв* Куйбышев—Москва, «Электричество», 1952, № 7.
12. Попков В. И. и Богданова Н. В., О методике оценки годовых потерь энергии на корону, «Электричество», 1957, № 1.
13. Шеренцис А. Н., Перевод линий электропередачи на повышенное напряжение, Доклады конференции курсов по эксплуатации высоковольтных электрических сетей, НТО энергетической промышленности, Одесса, 1959.
14. Применение автотрансформаторов вместо трансформаторов, Теплоэлектропроект, 1956.
15. Глазунов А. А., Зависимость времени потерь от продолжительности использования нагрузки и коэффициента мощности потребителей, «Электричество», 1947, № 2.
16. Министерство электростанций Союза ССР, Инструкция по учету потерь электроэнергии в сетях районных энергоуправлений, Госэнергоиздат, 1952.
17. Сушкин Н. И. и Глазунов А. А., Центральные электрические станции и их электрическое оборудование, Государственное издательство, 1927.
18. Государственный научно-технический комитет Совета Министров СССР, «Основные методические положения технико-экономических расчетов в энергетике», Металлургиздат, 1959.
19. Кукель-Краевский С. А., *Электроэнергетическая система*, ГОНТИ, НКТП, 1938.
20. Хрущев В. М., Рациональные основы проектирования электрических сетей, Технічне видавництво УРСР, 1932.
21. Глазунов А. А., Определение сечений проводов воздушных линий и жил кабелей, «Электричество», 1946, № 6.
22. Айзенберг Б. Л., Плавкие предохранители в установках напряжением до 1 000 *в*, Госэнергоиздат, 1955.

23. Круг К. А., Основы электротехники, Госэнергоиздат, 1946.
24. Рюденберг Р., Электрическая передача больших мощностей на далекие расстояния, Энергоиздат, 1934.
25. Жданов П. С., Устойчивость электрических систем, Госэнергоиздат, 1948.
26. Рябков А. Я., Методы определения напряжений в электропередачах и сетях, «Электрические станции», 1935, № 1.
27. Цейтлин Д. Г., К вопросу о расчете трехфазных осветительных сетей с нулевым проводом при несимметричной нагрузке фаз, «Электричество», 1935, № 13.
28. Степанов В. Н., Задачник по расчету электрических сетей, Объединенное научно-техническое издательство, 1935.
29. Хрущев В. М., Электрические сети и линии, ч. I, Энергоиздат, 1932.
30. Фазылов Х. Ф., Нахождение распределения мощностей в сложных замкнутых сетях методом последовательных приближений, Труды Института энергетики Академии наук Узбекской ССР, 1951, вып. V.
31. Мельников Н. А., Расчет режимов работы сетей электрических систем, Госэнергоиздат, 1950.
32. Глазунов А. А., Расчет городских электрических сетей, «Электрические станции», 1935, № 2.
33. Под редакцией Глазунова А. А., Электрическая часть станций и подстанций, Госэнергоиздат, 1951.
34. Москалев А. Г., Автоматическое регулирование частоты в энергосистемах, Госэнергоиздат, 1952.
35. Соловьев И. И., Автоматизация энергетических систем, Госэнергоиздат, 1956.
36 Марченко Е. А. и Файницкий В. М., Основные характеристики конденсаторов для продольной компенсации, Дальняя электропередача Волжская ГЭС имени В. И. Ленина — Москва, Госэнергоиздат, 1958.
37. Грудинский П. Г., О потерях энергии и затратах цветного металла в энергосистемах, «Электричество», 1946, № 6.
38. Литвак Л. В., Повышение коэффициента мощности на промышленных предприятиях, Госэнергоиздат, 1957.
39. Холмский В. Г., Применение регулируемых трансформаторов в электрических сетях, Госэнергоиздат, 1950.
40. Марченко Е. А., Разовский Ю. А. и Шур С. С., Продольная емкостная компенсация в электрических сетях, Госэнергоиздат, 1957.
41. ОРГРЭС, Сборник информационных писем, Электрическая часть и масляное хозяйство, Госэнергоиздат, 1952.
42. Куликовский А. А., Система городских распределительных сетей низкого напря-

жения с искусственными нейтральными точками, «Электричество», 1947, № 9.
43. Залышкин М. Д., Применение силовых автотрансформаторов в энергосистемах, «Электрические станции», 1959, № 4.
44. Крайз А. Г., Высоковольтные автотрансформаторы, «Электричество», 1957, № 6.
45. Глазунов А. А., Практические методы определения мощности синхронных компенсаторов из условия регулирования напряжения в электрических сетях энергосистем, Московский энергетический институт, Сборник статей по вопросам электротехники, сентябрь — октябрь 1937.
46. Афонин Н. С., Надежность электроснабжения промышленных предприятий, Госэнергоиздат, 1958.
47. Решение Технического управления МЭС, «Электрические станции», 1957, № 2.
48. Плюгачев В. К. и Исаенко Л. В., О защите отпаек от линий 6—10 *кв*, «Энергетик», 1958, № 7.
49. Грудинский П. Г. и Горский Ю. М., Метод оценки надежности схем электроснабжения, Труды Московского энергетического института, вып. XX, Госэнергоиздат, 1956.
50. Козлов В. А., Городские электрические сети с автоматическим включением резерва на высоком напряжении, «Электричество», 1954, № 2.
51. Айзенберг Б. Л., Волоцкой Н. В., Иваненков М. Н., Каменский М. Д., Кезевич В. В. и Медведский Н. М., Городские электрические сети, Госэнергоиздат, 1958.
52. Сборник статей под редакцией Некрасова А. М., и Рокотяна С. С., Дальняя электропередача Волжская ГЭС имени В. И. Ленина — Москва, Госэнергоиздат, 1958.
53. Нейман Л. Р., Болотов В. В., Мелентьев Л. А., Глинтерник С. Р. и Равдоник С. В., О перспективах применения электропередач постоянного тока в Советском Союзе, «Электричество», 1958, № 7.
54. Карпов Ф. Ф., Расчет электрических распределительных сетей и линий, ч. II, Госэнергоиздат, 1941.
55. Сыромятников И. А., Выбор энергетических параметров электрооборудования и электропривода с учетом энергосистемы, «Электричество», 1959, № 10.
56. Ваак Л. А. и Захаров С. Н., Учет разновременности капитальных и текущих затрат при сопоставлении вариантов энергетического строительства, «Электричество», 1959, № 10.