

СПРАВОЧНИК
ПО
проектированию
электро-
энергетических
СИСТЕМ

Под редакцией С. С. Рокотяна
и И. М. Шапиро

ТРЕТЬЕ ИЗДАНИЕ,
ПЕРЕРАБОТАННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ



Москва Энергоатомиздат 1985

ББК 31.271
С 74
УДК 621.311.001.63(035.5)

Рецензент А. А. Окин

Авторы: В. В. Ершевич, А. Н. Зейлигер, Г. А. Илларионов,
Л. Я. Рудык, Д. Л. Файбисович, Р. М. Фришберг,
Л. Д. Хабачев, И. М. Шапиро

Справочник по проектированию электроэнергетических систем/В. В. Ершевич, А. Н. Зейлигер, Г. А. Илларионов и др.; Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1985. — 352 с.

В пер.: 1 р. 60 к. 30 000 экз.

Приводятся сведения по проектированию электрической части энергосистем, методам электрических и технико-экономических расчетов, выбору параметров и схем электрических сетей, данные по электрооборудованию, воздушным и кабельным линиям и стоимости элементов электрических сетей. Второе издание вышло в 1977 г. В третьем издании учтены новые нормативные документы, ГОСТ.

Для инженеров, занятых проектированием и эксплуатацией электроэнергетических систем, а также студентов вузов.

С 2302040000-374
051(01)-85 101-85

ББК 31.271
6П2.1

© Издательство «Энергия», 1977
© Энергоатомиздат, 1985,
с изменениями

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие 6

РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ

Развитие электроэнергетических систем и задач их проектирования

1.1. Основные сведения о развитии энергосистем в СССР	8
1.2. Краткая характеристика развития энергосистем за рубежом	14
1.3. Задача и организация проектирования энергосистем	21
1.4. Содержание проектов развития электрических сетей	24
1.5. Автоматизация проектирования энергосистем	26

РАЗДЕЛ ВТОРОЙ

Потребление электроэнергии и электрические нагрузки

2.1. Методы расчета электропотребления	29
2.2. Потребление электроэнергии в промышленности, на транспорте и в сельскохозяйственном производстве	30
2.3. Потребление электроэнергии на бытовые нужды и в сфере обслуживания	44
2.4. Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций и подстанций	45
2.5. Расход электроэнергии на ее транспорт	50
2.6. Режимы потребления электроэнергии и графики электрических нагрузок	51
2.7. Характерные суточные графики электрических нагрузок предприятий различных отраслей промышленности	59
2.8. Максимальные электрические нагрузки отдельных групп потребителей	59
2.9. Расчетные электрические нагрузки подстанций	64

РАЗДЕЛ ТРЕТИЙ

Режимы работы электростанций и электрических сетей

3.1. Основные типы электростанций	66
3.2. Обоснование развития генерирующих мощностей	75
3.3. Балансы мощности и электроэнергии	81
3.4. Резервы мощности	84
3.5. Режимы работы электростанций в суточных графиках нагрузок	94
3.6. Переголки мощности и требования к пропускной способности связей	100

РАЗДЕЛ ЧЕТВЕРТЫЙ

Схемы сети электроэнергетической системы

4.1. Номинальные напряжения электрической сети	103
4.2. Принципы построения схемы электрической сети	108
4.3. Схемы выдачи мощности и присоединения к сети электростанций	115
4.4. Схемы присоединения к сети понижающих подстанций	124
4.5. Схемы внешнего электроснабжения промышленных предприятий	137
4.6. Схемы внешнего электроснабжения электрифицированных железных дорог	143
4.7. Схемы внешнего электроснабжения магистральных нефтепроводов и газопроводов	146
4.8. Схемы электрических сетей городов	148
4.9. Схемы электроснабжения потребителей в сельской местности	154
4.10. Выбор сечений проводников воздушных и кабельных линий	156
4.11. Выбор трансформаторов и автотрансформаторов на понижающих подстанциях	161
4.12. Некоторые конструктивные данные, необходимые при выборе схемы электрических сетей	164

РАЗДЕЛ ПЯТЫЙ

Расчеты режимов электрических сетей

5.1. Задачи расчета и расчетные режимы	166
5.2. Схемы замещения для расчетов установившихся режимов	168
5.3. Потокораспределение и напряжения в узлах замкнутой сети	174
5.4. Потери напряжения и мощности	179
5.5. Годовые потери электроэнергии	180
5.6. Реактивная мощность и регулирование напряжения	185
5.7. Токи короткого замыкания	191
5.8. Компенсация емкостных токов в сетях с изолированной нейтралью	202
5.9. Мощность и размещение шунтирующих реакторов	203
5.10. Схемы замещения и расчетные режимы для проверки статической и динамической устойчивости электрической системы	207
5.11. Анализ результатов расчета	215
5.12. Учет влияния мощных электроприемников при выборе схемы электрической сети	218

РАЗДЕЛ ШЕСТОЙ

Основное электротехническое оборудование

6.1. Генераторы	226
6.2. Трансформаторы	233
6.3. Коммутационная аппаратура	250
6.4. Компенсирующие устройства и реакторы	256
6.5. Электродвигатели	265
6.6. Комплексные трансформаторные подстанции	269

РАЗДЕЛ СЕДЬМОЙ

Воздушные и кабельные линии электропередачи

7.1. Воздушные линии	272
7.2. Кабельные линии	294

РАЗДЕЛ ВОСЬМОЙ

Технико-экономические расчеты при проектировании электрических сетей

8.1. Оценка эффективности капитальных вложений	312
8.2. Порядок выполнения расчетов	314
8.3. Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание	314
8.4. Замыкающие затраты на электроэнергию	316
8.5. Учет фактора надежности электроснабжения	318

РАЗДЕЛ ДЕВЯТЫЙ

Укрупненные показатели стоимости электрических сетей

9.1. Основные положения	323
9.2. Линии электропередачи	325
9.3. Подстанции	331
Список литературы	347

ПРЕДИСЛОВИЕ

С момента второго издания настоящей книги прошли почти две пятилетки. За этот период советская энергетика достигла нового, значительно более высокого уровня развития.

С учетом первостепенного значения развития энергетики и особенно электрификации на современном этапе коммунистического строительства в нашей стране разработана и претворяется в жизнь Энергетическая программа СССР на длительную перспективу. Энергетическая программа СССР исходит из предварительных расчетов развития экономики Советского Союза до 2000 года и определяет научно обоснованные принципы, главные направления и важнейшие мероприятия по расширению энергетической базы и дальнейшему качественному совершенствованию топливно-энергетического комплекса страны.

Наращивание генерирующих мощностей ЭЭС СССР и совершенствование их структуры будут обеспечиваться строительством крупных атомных электростанций в европейской части страны, мощных тепловых электростанций на органическом топливе и крупных гидроэлектростанций в восточных районах страны, теплоэлектроцентралей для централизованного электроснабжения потребителей, в том числе атомных, высокоманевренных электростанций (преимущественно в ЭЭС Северо-Запада, Центра и Юга). Растет единичная мощность блоков: 500—800 МВт на КЭС и 1000—1500 МВт на АЭС.

Развитие электрических сетей идет по пути дальнейшего повышения напряжений. Введена первая промышленная электропередача переменного тока 1150 кВ. Ведется строительство электропередачи постоянного тока 1500 кВ. Вместо отдельных электропередач 750 кВ создается разветвленная сеть, охватывающая западную часть ЭЭС СССР. На втором этапе реализации Энергетической программы должна быть создана единая системообразующая сеть из линий электропередачи сверхвысокого напряжения. Для сетей 500 кВ и ниже характерен переход от экстенсивного развития, имевшего своей конечной целью охват обжитой территории централизованным электроснабжением, к интенсивному развитию, характеризующемуся повышением надежности электроснабжения, улучшением использования существующих сетей, снижением расхода электроэнергии на ее транспорт, унификацией и дальнейшей индустриализацией строительства новых сетевых объектов.

Эти качественные изменения существенно отразились на теории и практике проектирования электроэнергетических систем. Задачами такого проектирования являются комплексный подход к выбору и оптимизации схем электрических сетей и технико-экономическое обоснование решений, определяющих состав, структуру, внешние и внутренние связи, динамику развития, параметры и надежность работы системы в целом и ее отдельных элементов.

Авторы стремились к тому, чтобы в сжатой форме привести информацию по развитию современных энергосистем, принципиальным методическим вопросам проектирования, стоимостным показателям элементов электрических сетей, а также последние данные по отечественному оборудованию и материалам, применяемым в электроэнергетических системах.

В третьем издании учтены происшедшие за последние годы изменения в организации проектирования, новые ГОСТ и нормативные документы, последние научные и инженерные разработки. В период работы над настоящим изданием произошел переход на новые сметные нормы и цены в строительстве, велись разработки нормативных и методических материалов по ряду важнейших вопросов (замыкающие затраты на электроэнергию, методика выбора сечений проводов воздушных линий электропередачи и др.), что усложнило работу над справочником. Несмотря на то что некоторые разработки еще находились в стадии рассмотрения и утверждения, авторы сочли целесообразным отразить их в настоящем издании.

Исходя из опыта пользования первым и вторым изданиями в настоящем издании сохранена в основном прежняя структура книги, существенно переработан представленный материал и дополнены некоторые разделы. Внесены дополнения по современным тенденциям развития энергосистем за рубежом (разд. 1), мероприятиям по ограничению расхода электроэнергии на ее транспорт (разд. 5), по формированию структуры генерирующих мощностей ЭЭС и характеристике современных типов электростанций (разд. 3), классификации конфигураций и схем электрических сетей (разд. 4), проектированию схем внешнего электроснабжения магистральных нефтепроводов и газопроводов (разд. 4—6), расширению области применения комплектных подстанций (разд. 6) и кабельных линий 110 кВ (разд. 7) и др. Укрупненные показатели стоимости элементов электрических сетей признано целесообразным выделить в отдельный раздел.

В настоящем издании разд. 1 написан В. В. Ершевичем (§ 1.1, 1.2 и 1.5) и Д. Л. Файбисовичем (§ 1.3, 1.4), разд. 2—Л. Я. Рудык при участии Р. М. Фришберга (§ 2.6), разд. 3—А. Н. Зейлигером и Л. Д. Хабачевым, разд. 4—И. М. Шапиро при участии Г. А. Илларионова (§ 4.10), разд. 5—В. В. Ершевичем и Г. А. Илларионовым, разд. 6—Д. Л. Файбисовичем, разд. 7—Л. Я. Рудык (§ 7.1) и Д. Л. Файбисовичем (§ 7.2), разд. 8—Р. М. Фришбергом при участии Г. А. Илларионова (§ 8.4), разд. 9—Р. М. Фришбергом.

В подготовке первого и второго изданий принимали участие М. В. Голинец (разд. 1 и 3) и Л. В. Ковальчук (разд. 6 и 7). В настоящем третьем издании эти разделы полностью переработаны.

Авторы выражают благодарность всем товарищам, приславшим свои замечания и предложения к настоящему изданию книги. Авторы благодарят рецензента А. А. Окينا за ценные замечания, сделанные им при просмотре рукописи.

После выхода второго издания книги авторский коллектив понес тяжелую утрату: скончался крупный ученый и инженер Сергей Сергеевич Рокотьян, бывший вдохновителем и ведущим редактором серии справочников по проектированию электрических сетей. Памяти С. С. Рокотьяна посвящают авторы свой труд.

Все замечания и предложения по справочнику авторы просят направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, Энергоатомиздат.

Авторы

РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ

РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ
И ЗАДАЧИ ИХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О РАЗВИТИИ
ЭНЕРГОСИСТЕМ В СССР

Энергосистемы уже длительное время являются основой электроэнергетики нашей страны. Развитие электроэнергетической базы СССР характеризуется данными табл. 1.1, а структура топливопотребления электростанций, работающих на органическом топливе, — данными табл. 1.2.

Принципы централизации выработки электроэнергии в энергосистемах и концентрации генерирующих мощностей на крупных электростанциях, обеспечивающие высокую эффективность энергетического хозяйства страны, были выдвинуты еще в 1920 г. при разработке Ленинского плана ГОЭЛРО и все годы социалистического строительства определяли основное направление развития советской энергетики. С первых лет советской власти в стране велась работа по созданию районных энергосистем, а затем и более мощных энергетических объединений.

Первые энергосистемы были созданы на основе использования линий напряжением 110 кВ. К 1935 г. в СССР работало шесть энергосистем с годовой выработкой свыше 1 млрд. кВт·ч каждая, в том числе Московская — около 4 млрд. кВт·ч, Ленинградская, Донецкая и Днепропетровская — более чем по 2 млрд. кВт·ч. Для передачи энергии Днепропетровской ГЭС было освоено напряжение 154 кВ.

Со следующим этапом развития энергосистем — соединением электрических сетей смежных энергосистем, появлением первых энергетических объединений — связано освоение электропередач класса 220 кВ. Для передачи мощности 100 МВт от Нижне-Свирской ГЭС в г. Ленинград в 1933 г. была построена первая в СССР линия 220 кВ протяженностью 240 км. В 1940 г. для связи двух крупнейших энергосистем Юга была сооружена линия 220 кВ Донбасс — Днепр.

Во время Великой Отечественной войны было организовано первое в СССР Объединенное диспетчерское управление — оно было создано на Урале в 1942 г. для координации работы трех районных управлений: Свердловэнерго, Пермэнерго и Челябинэнерго. Эти энергосистемы работали параллельно по линиям 220 кВ. В послевоенный период, также с использованием напряжения 220 кВ, формируются объединенные энергосистемы (ОЭС) Центра и Юга.

Завершением первого этапа работ по созданию Единой энергетической системы (ЕЭС) СССР можно считать период 1956—1959 гг. Ввод в эти годы первых линий напряжением 400 кВ (позднее переведенных на напряжение 500 кВ) обеспечил наряду с выдачей мощности

Таблица 1.1. Развитие электроэнергетической базы СССР

Показатели	1940 г.	1945 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г. (по плану)
	Выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч	48,3	43,3	91,2	170,2	292,3	506,7	740,9	1038,6	1293,9
В том числе:										
на тепловых электростанциях	43,2	38,5	78,5	147,1	241,4	423,9	613	892,4	1037,1	1167
на атомных электростанциях	—	—	—	—	—	1,4	3,5	20,2	72,9	170
на гидравлических электростанциях	5,1	4,8	12,7	23,1	50,9	81,4	124,4	126	183,9	203
Установленная мощность электростанций, тыс. МВт	11,12	11,12	19,61	37,25	66,72	115,0	166,1	217,5	266,7	317
В том числе:										
тепловых	9,60	9,87	16,39	31,25	51,94	77,8	133,8	172,3	201,0	227,4
атомных	—	—	—	—	—	—	0,9	4,7	12,5	28,1
гидравлических	1,52	1,25	3,22	6,00	14,78	22,2	31,4	40,5	52,3	61,5

Таблица 1.2. Структура топливопотребления электростанций СССР, %

Вид топлива	1955 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г. (по плану)
	Уголь	70,0	56,4	46	43	38
Жидкое топливо	10,4	14,5	22	29	31	26
Газ	4,6	21,4	24	22	27	36
Прочие виды топлива	11,0	7,5	8	6	4	4

двух крупных Волжских ГЭС возможность параллельной работы энергосистем Центра, Средней и Нижней Волги, Урала. К 1970 г. это объединение охватывало большую часть территории европейской части страны и носило название Единой энергосистемы европейской части (ЕЕЭС) СССР. В 1970 г. к ЕЕЭС была присоединена ОЭС Закавказья, в 1972 г. — ОЭС Казахстана и отдельные районы Западной Сибири.

Важным этапом развития ЕЭС СССР явилось присоединение ОЭС Сибири после создания в 1977 г. транзита 500 кВ Урал — Казахстан — Сибирь. Эффект присоединения — покрытие дефицита электроэнергии в Сибири в условиях маловодья, использование в ЕЭС свободных мощностей сибирских ГЭС, повышение надежности электроснабжения районов, находящихся на стыке объединений, создание условий для экономии дефицитных кузнецких углей за счет более интенсивного расходования экибастузских.

Значительное влияние на режимы работы ЕЭС СССР и условия управления ими оказала организация параллельной работы с ОЭС стран — членов СЭВ после ввода в 1978 г. линии 750 кВ Винница — Западно-Украинская подстанция — Альбертирша (ВНР). С подключением в этот период к ОЭС Сибири энергосистемы Монгольской Народной Республики (по линиям 220 кВ) параллельно работающие энергосистемы стран социалистического содружества охватили территорию от Улан-Батора до Берлина.

Единая энергетическая система СССР — непрерывно развивающийся энергетический комплекс электростанций и сетей, объединенных общим в масштабе страны технологическим режимом, имеющий единое оперативное управление и обеспечивающий надежное, экономичное и качественное энергоснабжение народного хозяйства и населения при наиболее эффективном использовании энергетических ресурсов страны. Развитие ЕЭС СССР осуществляется за счет сооружения новых электростанций и сетей на уже охваченных территориях и за счет присоединения новых районов и энергосистем.

В настоящее время ЕЭС СССР включает в себя девять параллельно работающих объединенных энергосистем (ОЭС): Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Урала, Юга, Северного Кавказа, Закавказья, Северного Казахстана и Сибири. Раздельно с ЕЭС работают ОЭС Средней Азии и Востока. Состав объединенных энергосистем показан в табл. 1.3.

Из 101 энергосистемы страны в составе ЕЭС параллельно работают 84 энергосистемы, обеспечивающие электроснабжение народного хозяйства одиннадцати союзных республик с территорией площадью около 10 млн. км² и населением численностью около 220 млн. чел.

Расстояние между крайними точками территории ЕЭС составляет с севера на юг около 3000 км, а с востока на запад — 4000 км.

Мощность электростанций, параллельно работающих в ЕЭС СССР, на конец 1984 г. составила более 250 млн. кВт; в 1984 г. ими выработано около 1325 млрд. кВт·ч; или почти 90 % общего производства электроэнергии в стране. Структура установленной мощности электростанций ЕЭС СССР: ТЭС — 71,6 %, АЭС — 9,4 %, ГЭС — 19,0 %. Более 30 электростанций имели мощность 2 млн. кВт и более. Наиболее крупные блоки на КЭС — 800 МВт (введен опытный образец блока 1200 МВт на Костромской ГРЭС), на АЭС — 1500 МВт (на Игналинской), на ГЭС — 640 МВт (на Саяно-Шушенской). Наиболее мощные электростанции по типам Экибастузская ГРЭС — 4 млн. кВт, Рефтинская ГРЭС — 3,8 млн. кВт, Ленинградская и Чернобыльская АЭС — по 4 млн. кВт, Красноярская ГЭС — 6 млн. кВт.

Таблица 1.3. Общие сведения по энергосистемам СССР

Объединенные энергосистемы	Энергосистемы	Количество энергосистем	Установленная мощность электростанций, %
ОЭС Северо-Запада	Брестская, Витебская, Гомельская, Гродненская, Калининградская, Карельская, Кольская, Латвийская, Ленинградская, Литовская, Минская, Могилевская, Эстонская	13	9,8
ОЭС Центра	Архангельская, Астраханская, Белгородская, Брянская, Владимирская, Волгоградская, Воронежская, Горьковская, Ивановская, Калининская, Коми ¹ , Костромская, Курская, Липецкая, Московская, Орловская, Рязанская, Смоленская, Тамбовская, Тульская, Ярославская	21	14,2
ОЭС Средней Волги	Гурьевская ² , Куйбышевская, Мордовская, Пензенская, Саратовская, Татарская, Ульяновская, Чувашская	8	6,0
ОЭС Урала	Башкирская, Западно-Казахстанская ² , Кировская, Оренбургская, Пермская, Свердловская, Тюменская, Удмуртская, Челябинская	9	11,7
ОЭС Юга	Винницкая, Днепровская, Донбасская, Киевская, Крымская, Львовская, Молдавская, Одесская, Харьковская	9	17,2
ОЭС Северного Кавказа	Грозненская, Дагестанская, Краснодарская, Ростовская, Северокавказская, Ставропольская	6	3,9
ОЭС Закавказья	Азербайджанская, Армянская, Грузинская	3	4,0
ОЭС Северного Казахстана	Алтайская, Карагандинская, Кустанайская, Павлодарская, Целиноградская, Экибастузская	6	3,1
ОЭС Сибири	Барнаульская, Бурятская, Иркутская, Красноярская, Кузбасская, Новосибирская, Омская, Томская, Читинская ³	9	13,1
Итого ЕЭС СССР		84	83,0
ОЭС Средней Азии	Алма-Атинская ² , Восточно-Туркменская, Душанбе-Вахшская, Каракалпакская, Небитдагская, Самарканд-Бухарская, Ташкентская, Ферганская, Фрунзенская, Южно-Казахстанская ²	10	6,9

Продолжение табл. 1.3

Объединенные энергосистемы	Энергосистемы	Количество энергосистем	Установлен- нья мощность электростан- ций, %
ОЭС Востока	Амурская, Дальэнерго, Хабаров- ская	3	2,0
Итого в ОЭС		97	91,9
Остальные энерго- системы и прочие электростанции	Камчатская, Магаданская, Саха- линская, Якутская	4	8,1
Всего по СССР		101	100,0

¹ Расположена в зоне ОЭС Северо-Запада.

² Расположена на территории Казахстана.

³ Расположена в зоне ОЭС Востока.

Объединенные энергосистемы, входящие в ЕЭС СССР, связаны между собой сетями напряжением 220—330—500—750 кВ. Сочетание сетей 500 и 220 кВ применяется в центральной и восточной зонах ЕЭС; в западной зоне системообразующими являются сети 330 и 750 кВ. Введены первые линии электропередачи новой ступени напряжения 1150 кВ для восточной зоны ЕЭС: Экибастузская ГРЭС — Кокчетав — Кустанай (участки межсистемного транзита 1150 кВ Сибирь — Казах- стан — Урал). В изолированно работающих ОЭС Средней Азии и Вос- тока используются сети напряжением 220 и 500 кВ.

Развитие сетей в энергосистемах характеризуется данными в табл. 1.4; зоны применения сетей различных напряжений приведены на рис. 1.1.

Оперативно-диспетчерское управление энергосистем СССР осущест- вляется по иерархической системе, содержащей следующие ступени: центральное диспетчерское управление ЕЭС (ЦДУ);

территориальные объединенные диспетчерские управления ОЭС (ОДУ);

центральные диспетчерские пункты энергосистем (ЦДП); диспетчерские пункты электростанций, сетевых предприятий и районов (ДП).

Создание ЕЭС СССР дало значительный народнохозяйственный эффект за счет:

концентрации мощностей: к концу 1983 г. на 30 крупнейших электростанциях было сконцентрировано около 40 % суммарной мощности ЕЭС СССР;

повышения надежности электроснабжения; взаимопомощи энергосистем при ремонтах на электростанциях и освоении нового оборудования с сокращением на 5 млн. кВт требую- щихся аварийных резервов мощности;

уменьшения необходимой располагаемой мощности электростанций благодаря снижению примерно на 5 млн. кВт годового совмещенного максимума нагрузки;

Таблица 1.4. Развитие электрических сетей напряжением 35 кВ и выше

Напряжение, кВ	Протяженность электрических сетей (в одностороннем исчислении), тыс. км, по годам							
	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г. (ожидае- мый)
Всего	31,4	51,5	124,4	306,3	445,1	604,3	767,8	943,4
В том числе:								
35	11,9	16,4	36,7	122,3	175,7	241,6	307	350
110(150)	17,0	29,4	66,6	133,2	191,7	251,9	315,4	402
220	2,5	5,7	15,6	35,2	50,2	70,3	92,8	116,4
330	—	—	1,1	7,3	14,2	19,4	24,3	29,4
500(400)	—	—	4,4	8,3	13,2	19,4	25,5	38,1
750	—	—	—	—	0,1	1,7	2,8	6,2
1150	—	—	—	—	—	—	—	1,3

Примечание. Без учета ППТ ±400 кВ (0,5 тыс. км).

повышения экономичности работающих в ЕЭС электростанций: удельный расход условного топлива в 1980 г. составил 328 г/(кВт·ч) против 340,1 г/(кВт·ч) в 1975 г.;

более полного использования мощности ГЭС и повышения надеж- ности обеспечения электроэнергией в маловодные годы;

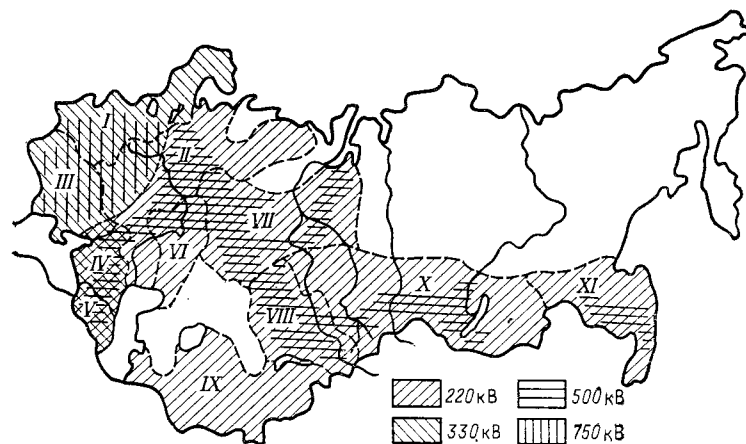


Рис. 1.1. Зоны применения сетей 220—750 кВ в материковой части СССР.

— — — границы ОЭС; I — Северо-Запад; II — Центр; III — Юг; IV — Север- ный Кавказ; V — Закавказье; VI — Средняя Волга; VII — Урал; VIII — Казахстан; IX — Средняя Азия; X — Сибирь; XI — Восток

рационального использования выделяемого для электростанций топлива путем широкого маневрирования наличными энергоресурсами с учетом складывающейся топливной конъюнктуры и дефицитности отдельных видов топлива;

взаимной компенсации отклонений фактически складывающихся балансов мощности в отдельных районах от планируемых.

Основные направления развития электростанций на ближайшие 15—20 лет:

массовое строительство АЭС с обеспечением ими всего прироста производства электроэнергии в европейской части СССР и вводом первых АЭС в других районах, дальнейшее повышение мощности реакторов электростанций, освоение реакторов новых типов;

концентрация ввода новых конденсационных мощностей на органическом топливе в трех крупных топливно-энергетических комплексах Экибастузском и Канско-Ачинском — на угле, Западно-Сибирском — на природном газе — с применением агрегатов мощностью 500—800 МВт и доведением единичной мощности электростанций до 6—8 млн. кВт;

продолжение строительства крупнейших ГЭС мощностью от 4 до 10 млн. кВт в Сибири, средней мощности в Средней Азии, Закавказье и на Дальнем Востоке;

продолжение строительства ТЭЦ на органическом топливе и начало строительства в западных районах атомных ТЭЦ;

строительство в западных районах маневренных установок для покрытия переменной части графика нагрузки в виде гидроаккумулирующих электростанций и газотурбинных агрегатов.

Основные направления развития электрических сетей:

создание многоконтурной сети 750 кВ в западной зоне ЕЭС с присоединением к ней располагаемых в этой зоне АЭС и сооружением связей на этом напряжении с энергосистемами стран — членов СЭВ;

строительство электросетевых объектов напряжением 1150 кВ с созданием в первую очередь магистрали Сибирь — Казахстан — Урал — Средняя Волга — Центр;

продолжение строительства сетей освоенных напряжений с учетом целесообразности сокращения количества ступеней трансформации энергии;

повышение управляемости сетей за счет внедрения элементов, позволяющих регулировать режим их работы.

В ближайшие 3—5 лет предстоит присоединить к ЕЭС СССР изолированно работающие ОЭС Средней Азии и Востока.

1.2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ ЗА РУБЕЖОМ

Данные о производстве электроэнергии в мире за 1981 г. и установленной мощности электростанций в 1980 г. приведены в табл. 1.5.

К началу 80-х годов более 85 % мощности электростанций мира и мирового производства электроэнергии было сосредоточено в 20 странах, в которых проживает немногим более 60 % населения земного шара (табл. 1.6).

Созданы крупнейшие межгосударственные объединения энергосистем: североамериканское (восточные районы США и Канады), западно-европейское, восточно-европейское, скандинавских стран) (табл. 1.7).

Таблица 1.5. Мировое производство электроэнергии и установленная мощность электростанций

Тип электростанций	Установленная мощность на конец 1980 г.		Выработка электроэнергии за 1981 г.	
	млн. кВт	%	млрд. кВт·ч	%
ТЭС	1403	70,0	5877	69,2
ГЭС	462	23,0	1780	20,9
АЭС	141	7,0	843	9,9
Всего	2006	100,0	8500	100,0

Таблица 1.6. Производство электроэнергии и установленная мощность электростанций в некоторых странах

Страна	Территория, км ²	Население млн. чел. (данные 1978—1981 гг.)	Производство электроэнергии в 1981 г., млрд. кВт·ч	Мощность электростанций к концу 1980 г., млн. кВт
США	9363	219,9	2500,0	634,0
СССР	22 402	264,5	1326,0	266,0
Япония	372	115,3	620,0	143,0
Канада	9976	23,5	370,0	82,0
ФРГ	248	59,5	360,0	84,7
КНР	9597	975,0	309,0	60,5
Франция	551	53,4	277,0	65,8
Великобритания	244	55,9	275,0	77,4
Италия	301	56,7	183,0	47,9
Бразилия	8512	115,4	145,0	33,4
Индия	3288	634,2	119,0	31,0
ПНР	313	35,0	115,0	25,3
Испания	505	36,2	110,0	31,9
Австралия	7687	14,3	104,0	23,0
ГДР	108	16,8	100,7	20,5
ЮАР	1221	26,1	97,8*	20,0**
Швеция	450	8,3	97,4	28,2
Норвегия	324	4,1	88,2	19,9
ЧССР	128	15,2	74,5	17,3
СРР	238	22,1	70,0	15,5
Итого (с округлением)	—	2750	7342	1728
То же, % общемировых показателей	—	63	86	86

* 1980 г.

** Оценка.

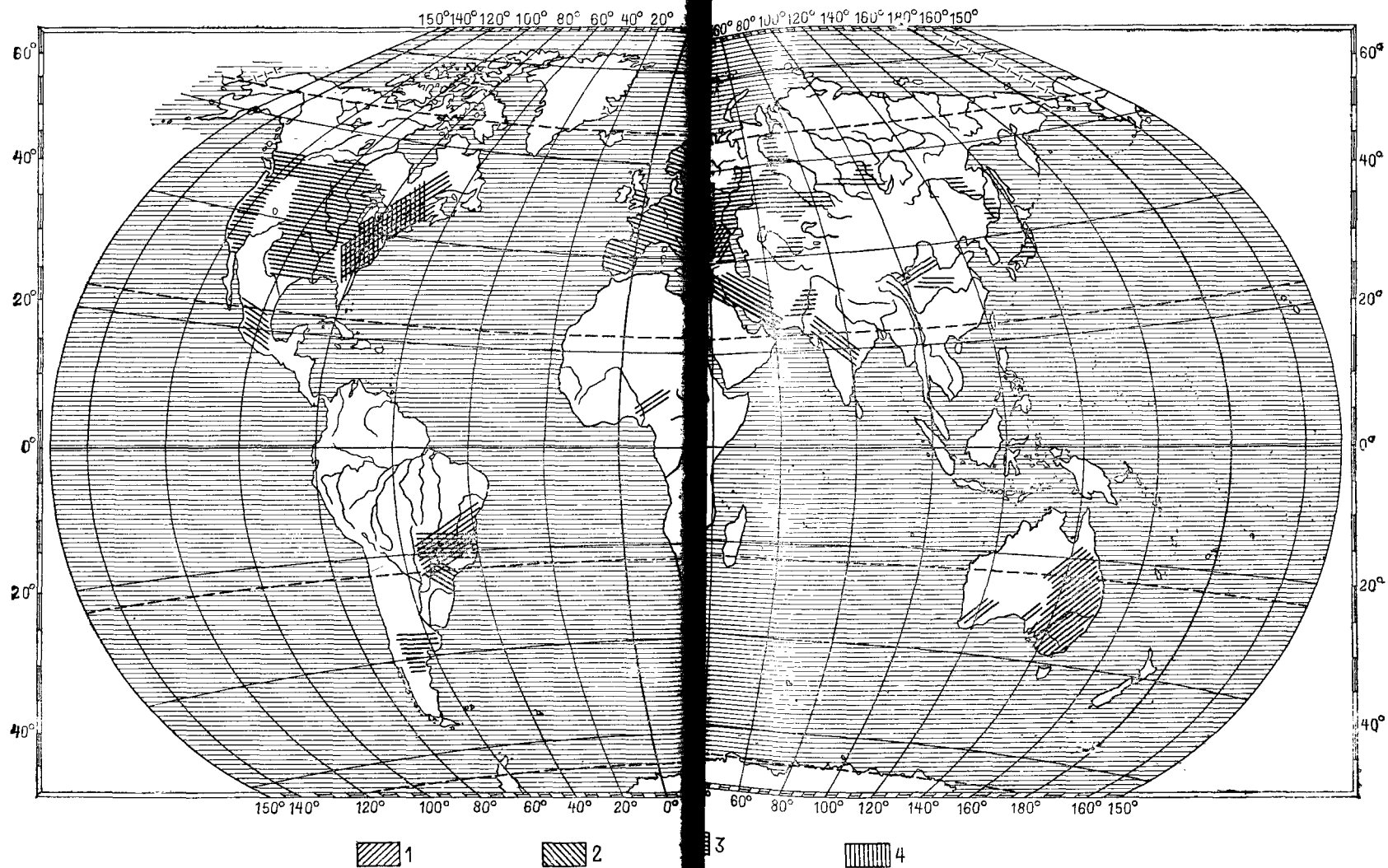


Рис. 1.2. Зоны применения сетей 330—750 кВ в мире:
 1 — 330—345 кВ; 2 — 380—400 кВ; 3 — 500 кВ; 4 — 700—765 кВ

Таблица 1.7. Крупнейшие межгосударственные объединения

Название энерго-объединения	Страны-участницы	Годовая выработка электроэнергии за 1980 г., млрд. кВт·ч	Установленная мощность электростанций на конец 1980 г., млн. кВт
Союз по координации производства и передачи электроэнергии (СКППЭ) ¹	Бельгия, ФРГ, Франция, Италия, Люксембург, Нидерланды, Австрия, Швейцария	975	237
Стран-членов СЭВ Нордель ²	НРБ, ВНР, ГДР, ПНР, СРР, СССР, ЧССР Дания, Финляндия, Исландия, Норвегия, Швеция	1700	360
		254*	71*

¹ Параллельно с СКППЭ работают энергосистемы и других стран Западной Европы: Испании, Португалии, Греции, СФРЮ и Дании.

² Доля Исландии в общей мощности составляет 1%. Дания связана с остальными участниками по линиям постоянного тока.

* 1982 г.

Продолжается процесс присоединения к сложившимся энергосистемам изолированно работающих электростанций и районов, объединения раздельно работающих энергосистем и энергообъединений в более сложные и крупные формирования. Процесс расширения зоны охвата территории сетями энергосистем может иметь резко выраженную специфику: присоединение районов с экстремальными климатическими условиями, объединение энергосистем разных государств и энергосистем, работающих на разных частотах, и т. п. Энергосистемы охватывают все большие площади и в связи с этим как бы рассредоточиваются по территории. Увеличение единичной мощности энергоблоков и укрупнение электростанций, рост номинальных напряжений и повышение пропускной способности электросетей сокращают число основных узлов системы и «электрические» расстояния между ними, делая даже расширяющуюся по территории энергосистему все более и более концентрированной.

Непрерывно усложняются структура и режимы работы энергосистем. Это определяется несколькими факторами.

Ширится многообразие типов электростанций, достаточно резко различающихся техническими и режимными характеристиками: ведется массовое строительство базисных АЭС с реакторами на тепловых нейтронах, пиковых ГТУ и ГАЭС, развернуты работы по созданию энергоустановок, имеющих дополнительные ограничения по режиму использования в энергосистемах, — реакторов на быстрых нейтронах, солнечных, геотермальных, приливных и ветровых электростанций. Растет число многоцелевых энергоустановок: гидроузлы, обеспечивающие наряду с производством электроэнергии судоходство, орошение, водоснабжение, защиту от паводков; теплоэлектроцентрали, вырабатывающие электроэнергию и тепло в виде пара и горячей воды; опреснительные

установки, обеспечивающие получение электроэнергии и пресной воды из морской, и др.

Увеличивается количество и пропускная способность электрических связей между энергосистемами и отдельными узлами внутри энергосистем: причем связи разных напряжений часто работают параллельно. Процесс последовательного наложения на существующие сети сетей более высоких напряжений не ограничивается освоением оборудования класса 750 кВ (сети этого напряжения имеются в Канаде, США, ВНР, строятся в ПНР, Швеции, Бразилии): начато строительство промышленных электропередач напряжением 1000—1200 кВ (США, Япония, Италия), разворачиваются научно-исследовательские работы по созданию оборудования для электрических сетей переменного тока еще более высокого напряжения.

Зоны применения сетей наиболее высоких напряжений показаны на рис. 1.2, а их протяженность на конец 1980 г. — в табл. 1.8.

Таблица 1.8. Протяженность электрических сетей 330—750 кВ в мире (1980 г.)

Напряжение, кВ	Протяженность	
	тыс. км	%
330—345	104	36,5
400	93	32,6
500	75	26,3
750	13	4,6
Всего	285	100,0

Значительно расширились масштабы применения электропередач постоянного тока, возросли их номинальные напряжения и пропускные способности. Основные направления использования таких электропередач в энергосистемах — это дальний транспорт электроэнергии, связь электрических сетей с разными номинальными частотами и с разными подходами к регулированию при одной номинальной частоте («вставки постоянного тока» или «линии нулевой длины»), глубокие вводы в крупные города, пересечение проливов. В связи с возможностью безынерционного регулирования режима преобразователей изучается вопрос об использовании электропередач постоянного тока для повышения управляемости сетей переменного тока. Наиболее высокое номинальное напряжение действующих электропередач — 500 кВ, наибольшая пропускная способность — около 2 млн. кВт. Наиболее мощные и протяженные электропередачи постоянного тока и основные вставки показаны в табл. 1.9.

Следует отметить, что, несмотря на оптимистические заявления отдельных специалистов о технической возможности создания сетей постоянного тока, пока сооружаются только электропередачи с двумя конечными подстанциями.

Продолжается концентрация энергетических мощностей, мощности крупнейших в мире электростанций составляют (по типам): ГЭС Гранд-Кули в США — 6,2 млн. кВт; АЭС Фукусима в Японии — 4,7 млн. кВт; ТЭС Кашима в Японии — 4,4 млн. кВт.

Таблица 1.9. Характеристика основных электропередач постоянного тока

Название электропередачи или вставки (страна)	Пропускная способность, МВт	Напряжение, кВ	Длина линии, км	
			воздушной	кабельной
Кабора-Басса (Мозамбик) — Аполло (ЮАР)	1920	±533	2×720	—
Инга—Шаба (Занр)	1120	±500	1630	—
Норвегия — Дания (через Скагеррак)	1000	±500	113	127
Нельсон Ривер — Виннипег (Канада)	2×1620	±450	2×600	—
Боинсвилл — Калифорния (США)	1400	±400	1362	—
Выборг (СССР) — Финляндия	710	±85	—	—
Сакума (Япония)	300	±125	—	—
Шин-Шинано (Япония)	300	±125	—	—
Кингснорт — Лондон (Великобритания)	640	±266	—	82

С укрупнением элементов систем (генераторы и трансформаторы мощностью 1—1,5 млн. кВт и линии электропередачи 500—750 кВ с нагрузкой 1,5—2 млн. кВт) усиливаются возмущения, связанные с отключением таких элементов. Это утяжеляет послеаварийные режимы и переходные процессы, повышает вероятность каскадных отключений нескольких элементов.

Существенное влияние на развитие энергосистем оказывают все возрастающие требования к ограничению неблагоприятных воздействий энергетических объектов на окружающую среду. Повышение экологических требований к электростанциям усложняет их размещение и, как следствие, приводит к удалению электростанций от центров потребления. Эта тенденция применительно к АЭС оказалась настолько сильной, что некоторые европейские страны (например, ФРГ, Италия) рассматривали варианты размещения своих АЭС на территории других государств, считая, что разница в стоимости площадок может окупить дополнительные затраты на передачу электроэнергии даже на расстоянии 1—1,5 тыс. км. Повышение экологических требований к электросетевым объектам проявляется прежде всего в необходимости сокращения занимаемых под них земельных площадей. Из этого вытекают новые технические решения: широкое распространение многоцепных линий электропередачи (до четырех — шести цепей разных напряжений на одной опоре), внедрение оборудования с элегазовой изоляцией, расширение применения кабелей высокого напряжения. Эти решения существенно изменяют значения и структуру стоимостных показателей сетевых объектов и оказывают прямое влияние на структуру сети: так, например, расширение применения кабелей в качестве элементов основной сети энергосистемы может потребовать установки дополнительных шунтирующих реакторов, применения мероприятий по ограничению токов КЗ, устройств поперечного регулирования напряжения для обеспечения приемлемого распределения потоков мощности между кабельными и воздушными линиями.

1.3. ЗАДАЧА И ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Задачей проектирования энергосистем является разработка с учетом новейших достижений науки и техники и технико-экономическое обоснование решений, определяющих формирование энергетических объединений и развитие электрических станций, электрических сетей и средств их эксплуатации и управления, при которых обеспечивается оптимальная надежность снабжения потребителей электрической и тепловой энергией в необходимых размерах и требуемого качества с наименьшими затратами.

Проектирование развития энергосистем и электрических сетей осуществляется в иерархической последовательности и включает в себя выполнение комплекса внестадийных проектных работ, к которым относятся следующие.

Схема развития ЕЭС и ОЭС. Задачами при проектировании являются:

- определение уровней и режимов электро- и теплотребления; анализ топливно-энергетических ресурсов района;
- разработка и обоснование предложений по типу, размещению, мощности и очередности сооружения электростанций на ближайшие 10—15 лет;

- определение балансов мощности и энергии;
- обоснование развития основной электрической сети, включая выбор конфигурации, основных параметров и очередности сооружения основной сети напряжением 500 кВ и выше (ЕЭС) и 220 кВ и выше (ОЭС);

- разработка проектных соображений по режимной и противоаварийной автоматике и релейной защите;
- определение объемов энергетического и электросетевого строительства, потребности в оборудовании, топливе (для ЕЭС), оценка необходимых капитальных вложений.

Схемы развития районных энергосистем (РЭС). Задачами при проектировании являются:

- уточнение разработанных в «Схеме развития ОЭС» для планового пятилетнего периода уровней электропотребления, балансов мощности, режимов работы электростанций и основной сети в соответствии с решениями, принятыми по «Схеме развития ОЭС»;

- разработка и обоснование развития РЭС, определение очередности строительства сетей 110 кВ и выше на проектный уровень предстоящей пятилетки с учетом перспективы на последующие 5 лет;
- оценка необходимых капитальных вложений и потребности в основном оборудовании электрических сетей.

Схемы развития распределительных сетей 110 кВ и выше разрабатываются для сетей энергосистемы в целом или (для крупных энергосистем) по отдельным сетевым районам (как правило, в границах отдельной области), а также для промышленных узлов, крупных городов, сельской местности (по союзным республикам, краям и областям).

Схема развития распределительных сетей 110 кВ и выше выполняется на основе решений, принятых по схемам развития ОЭС и РЭС. Задачами при проектировании являются:

- разработка и обоснование предложений по развитию сети для планируемого пятилетия с учетом перспективы на последующие 5 лет;
- выбор конфигурации и параметров сети, определение очередности строительства сетевых объектов;

выбор типа, параметров и места размещения компенсирующих устройств, а также способов регулирования напряжения; оценка необходимых капитальных вложений.

Такая организация проектирования энергосистем и электрических сетей обеспечивает возможность корректировки ранее намеченных планов их развития (в той части, в которой они не реализованы) на основе уточненной исходной информации.

На всех этапах проектирования развития энергосистем и электрических сетей следует с соответствующей степенью конкретизации учитывать вопросы организации эксплуатации и управления по следующим разделам: организация ремонтно-эксплуатационного обслуживания, средства диспетчерского и технологического управления, обеспечение устойчивости параллельной работы, осуществление автоматизированных систем управления, автоматических систем регулирования, средств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Решения по указанным вопросам принимаются на основе выполнения:

схемы организации эксплуатации;
схемы развития средств диспетчерского и технологического управления;

схемы развития средств противоаварийной автоматики и др.

Разработка энергетических и электросетевых разделов в составе проектных работ по теплоснабжению городов, комплексному использованию рек, размещению ГЭС и ГАЭС, определению площадок для конденсационных электростанций в различных районах страны, энергетических разделов схем районных планировок и генеральных планов городов и других внестадийных работ по отдельным вопросам развития энергетики, а также в составе проектов электростанций и крупных электросетевых объектов. В указанных работах на основе выполнения схем развития энергосистем:

обосновывается выбор параметров проектируемого объекта, зависящий от условий его присоединения и использования в энергосистеме; уточняются сроки проектирования и строительства объектов;

разрабатываются материалы для резервирования площадок, коридоров и зон для размещения энергетических объектов.

Схемы внешнего электроснабжения объектов народного хозяйства (электрифицируемых участков железных дорог, нефте- и газопроводов, промышленных узлов и отдельных предприятий). Задачами при проектировании являются:

выбор конфигурации, параметров и очередности строительства (расширения, реконструкции) электрических сетей внешнего электроснабжения объекта народного хозяйства;

определение сроков проектирования линий электропередачи и подстанций, связанных с обеспечением электроснабжения объекта народного хозяйства (по очередям, этапам развития);

оценка необходимых капитальных вложений.

Выполнение внестадийных работ по электрическим сетям внешнего электроснабжения объектов народного хозяйства ведется в соответствии с намеченными сроками их строительства (расширения, реконструкции) по исходным данным отраслевых проектных институтов.

Проектирование развития энергосистем и некоторых схем развития распределительных сетей ведется циклично — 1 раз в 5 лет и должно заканчиваться не позднее чем за год до начала очередного пятилетнего планового периода. После разработки и утверждения государственного плана экономического и социального развития СССР на соответствующее пятилетие и уточнения необходимой информации о размещении и

нагрузках потребителей, очередности и сроков строительства ранее намеченных электростанций и электросетевых объектов производится корректировка схем развития ЕЭС СССР, ОЭС, районных энергосистем, распределительных сетей в сельской местности и других внестадийных работ. Указанная корректировка осуществляется как путем выполнения специальных работ по уточнению схем развития ОЭС, РЭС или электрических сетей, так и путем выполнения необходимых проработок по отдельным вновь намечаемым объектам.

Объем и содержание схем развития энергосистем, электрических сетей, энергетических и электросетевых разделов проектов электростанций, схем внешнего электроснабжения объектов народного хозяйства регламентируются специальными эталонными документами. Эталон определяет состав, содержание, единство методического подхода, а также порядок размещения и объем представляемого материала, перечень и глубину проработки отдельных вопросов, устанавливает единообразное оформление табличного и графического материала.

Схемы развития энергосистем и электрических сетей в соответствии с установленным порядком рассматриваются и утверждаются Минэнерго СССР — научно-технический совет, Главное управление энергетики (по территории РСФСР), Минэнерго или Главное управление по энергетике и электрификации союзной республики. Схемы внешнего электроснабжения объектов народного хозяйства утверждаются соответствующими министерствами и ведомствами по согласованию с Минэнерго СССР.

Схемы развития ЕЭС СССР, ОЭС, РЭС и распределительных сетей являются технико-экономическим обоснованием строительства (реконструкции или расширения) электростанций, линий электропередачи и подстанций. На основе выполненных схем формируются предложения по проектированию электростанций и электросетевых объектов.

Основной предплановой работой Минэнерго СССР, являющейся исходной базой для подготовки основных направлений экономического и социального развития СССР и очередного пятилетнего плана, является разработка Схемы развития и размещения отрасли «Электроэнергетика»¹. Эта работа выполняется с учетом всего комплекса внестадийных работ по проектированию развития энергосистем и электрических сетей на срок не менее 15 лет (по пятилеткам). Через каждые 5 лет в нее вносятся необходимые уточнения, и она составляется на новое пятилетие. Разработка Схемы отрасли осуществляется в два этапа.

На первом этапе по заданной концепции развития народного хозяйства страны и размещения производительных сил определяются задачи и основные показатели развития электроэнергетики экономических районов и союзных республик страны с учетом комплексного использования природных ресурсов и рационального сочетания отраслевого и территориального развития. На этом этапе определяются необходимые капиталовложения, материальные и трудовые ресурсы в развитие отрасли, а также потребность в основных видах топлива, выявляются требования к смежным отраслям промышленности.

На втором этапе на основе проектов развития энергосистем и электрических сетей в Схеме отрасли разрабатываются материалы с необходимыми расчетами, обосновывающие целесообразность проектирования, строительства, реконструкции или расширения предприятий и сооружений в первом пятилетии и в первые два-три года второго пятилетия. При этом определяются расчетная стоимость строительства

¹ В дальнейшем — Схема отрасли.

(реконструкции, расширения) и другие основные технико-экономические показатели электроэнергетических объектов.

Для электросетевых объектов сметной стоимостью строительства 4 млн. руб. и больше с целью определения экономической эффективности и народнохозяйственной целесообразности их проектирования, строительства (реконструкции или расширения) разрабатываются **обосновывающие материалы**. Обосновывающие материалы проектирования и строительства линий электропередачи и подстанций 500 кВ и выше, а также отдельных электросетевых объектов 110—330 кВ, сооружаемых в особо сложных условиях, разрабатываются и оформляются как самостоятельные работы. Для остальных электросетевых объектов со стоимостью строительства 4 млн. руб. и больше обосновывающие материалы разрабатываются в составе схем развития РЭС или схем внешнего электроснабжения объектов народного хозяйства. Определенные в обосновывающих материалах расчетные показатели (мощность, протяженность, стоимость строительства) на последующих стадиях проектирования не должны быть ухудшены. При строительстве, намеченном по очередям, в обосновывающих материалах выделяются показатели первой очереди строительства.

После утверждения обосновывающих материалов ведется стадийное проектирование. Количество стадий проектирования, состав, оформление задания на проектирование, согласование и утверждение проектов и сметной документации регламентируются «Инструкцией о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений» (СН 202-81*).

1.4. СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Проект развития электрических сетей выполняется в качестве самостоятельной работы, именуемой «Схемой развития электрической сети энергосистемы» (объединенной, районной, города, промышленного узла и др.), или как составная часть «Схемы развития энергосистемы».

Как указано выше, проектирование развития электрических сетей энергосистем осуществляется в иерархической последовательности. На уровне ЕЭС СССР обосновывается развитие системообразующих связей ЕЭС, включающих в себя связи между отдельными ОЭС и наиболее важные магистрали внутри ОЭС, загрузка которых определяется режимом работы ЕЭС в целом. На уровне проектирования сетей объединенных энергосистем осуществляется обоснование развития системообразующих связей ОЭС, включающих сети для выдачи мощности крупных электростанций, межсистемные связи между районными энергосистемами и наиболее важные внутренние связи районных энергосистем, загрузка которых определяется режимом работы ОЭС. На уровне развития районных энергосистем осуществляется обоснование развития остальной части сетей энергосистем 220 кВ и выше, а также распределительных сетей 110 кВ и выше.

В процессе проектирования осуществляются взаимный обмен информацией и увязка решений по развитию электрических сетей различных назначений и напряжений.

При различном составе и объеме задач, решаемых на отдельных этапах проектирования электрических сетей, указанные работы имеют следующее примерное содержание:

Таблица 1.10. Графические обозначения энергетических объектов на картах-схемах

Наименование объекта	Обозначение объекта		
	существующего	проектируемого	намечаемого
Электростанция. Общее обозначение			
Электростанция тепловая. Общее обозначение			
Электростанция тепловая с выдчей тепловой энергии потребителю			
Электростанция гидравлическая. Общее обозначение			
Электростанция атомная			
Подстанция. Общее обозначение			
Подстанция переменного тока 750 кВ			
Подстанция переменного тока 500 кВ			
Подстанция переменного тока 330 кВ			
Подстанции тяговые			
Подстанция выпрямительная			
Линия электропередачи. Общее обозначение. Примечание. В ГОСТ дано только обозначение существующей линии			
Линия электропередачи постоянного тока	$\pm 750 \text{ кВ}$	$\pm 750 \text{ кВ}$	$\pm 750 \text{ кВ}$
Кабельная линия электропередачи			

анализ существующей сети рассматриваемой энергосистемы (района, города, объекта), включающий ее рассмотрение с точки зрения загрузки, условий регулирования напряжения, выявления узких мест в работе;

определение электрических нагрузок потребителей и составление балансов активной мощности по отдельным подстанциям и энергоузлам, обоснование сооружения новых подстанций;

выбор расчетных режимов работы электростанций (если к рассматриваемой сети присоединены электростанции) и определение загрузки проектируемой электрической сети;

электрические расчеты различных режимов работы сети и обоснование схемы построения сети на рассматриваемые расчетные уровни; проверочные расчеты статической и динамической устойчивости параллельной работы электростанций (выполняются, как правило, только при проектировании электрических сетей объединенных или достаточно мощных отдельных энергосистем), выявление основных требований к системной противоаварийной автоматике;

составление баланса реактивной мощности и выявление условий регулирования напряжения в сети, обоснование пунктов размещения компенсирующих устройств, их типа и мощности;

расчеты токов КЗ в проектируемой сети (как правило, трехфазных) и установление требований к отключающей способности коммутационной аппаратуры, разработка предложений по ограничению токов КЗ;

выбор и обоснование количества, мощности и мест установки дугогасящих реакторов для компенсации емкостных токов (как правило, производится для сетей 35 кВ и ниже);

сводные данные по намеченному объему развития электрической сети, натуральные и стоимостные показатели, очередность развития.

При нанесении элементов электроэнергетической системы на картографической основе (карта-схема сети) используются условные графические обозначения (табл. 1.10). При этом рекомендуется линии разных номинальных напряжений и подстанции 110—220 кВ различать по толщине линии и размеру круга. На демонстрационных картах-схемах дополнительно рекомендуется сети различных номинальных напряжений обозначать разным цветом.

1.5. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

В соответствии с программой Государственного комитета по науке и технике в институте «Энергосетьпроект» создается и внедряется первая очередь системы автоматизированного проектирования энергосистем (САПР ЭС).

Целью создания САПР ЭС является автоматизация с помощью математических методов, ЭВМ и технических средств диалога проектировщика и ЭВМ при выполнении следующих работ:

- схем развития Единой, объединенных и районных энергосистем;
- схем развития и размещения отрасли «Электроэнергетика»;
- энергетических и электросетевых разделов проектов крупных энергетических объектов;

- схем внешнего электроснабжения объектов народного хозяйства, районов и узлов;

- предложений по годовым и пятилетним планам проектирования и строительства электростанций и электрических сетей;

- сводных и справочных данных по развитию энергосистем и электрических сетей.

В процессе работы САПР ЭС должна обеспечивать:

- накопление, хранение, обновление, переработку и выдачу отчетной, перспективной и справочно-нормативной информации;

- решение задач проектирования по технико-экономическому обоснованию проектных решений, в том числе оптимизационного характера, и по техническому анализу вариантов развития энергосистем, связанному с массовой переработкой информации;

- организацию диалога проектировщиков с ЭВМ в процессе задания и корректировки исходной информации и при анализе промежуточных результатов;

- выдачу результатов решения задач, сводных и справочных данных в документированном виде, пригодном для тиражирования и включения в состав проектов и деловых писем без дополнительной обработки.

Основные системотехнические принципы создания САПР ЭС:

- позатальное развитие системных и технологических функций;

- коллективный доступ к вычислительной системе, т. е. возможность параллельной обработки нескольких запросов от нескольких пользователей;

- информационная совместимость различных подсистем САПР ЭС, САПР других направлений (линий электропередачи, подстанций) с организацией обмена информацией на первом этапе — в документированном виде и на машинных носителях (магнитные диски), в последующем — с помощью средств передачи и телеобработки данных;

- защита от несанкционированного доступа к информации.

Первая очередь САПР ЭС создается в виде двух подсистем:

- 1) подсистемы энергетических задач (САПР ЭН), обеспечивающей комплексную автоматизацию массовых энергетических расчетов для технико-экономического анализа вариантов развития электростанций, подготовки сводных и справочных данных о развитии электростанций и электрических сетей.

- Основные технологические задачи: прогнозирование уровней и режимов электропотребления, составление балансов мощности и энергии, расчеты режимов работы электростанций в характерные сутки, расчеты потребности в топливе, определение балансов активной и реактивной мощности в узлах электрической сети;

- 2) подсистемы электротехнических задач (САПР ЭТ), обеспечивающей автоматизацию комплекса расчетов электрических режимов, выполняемых при обосновании решений по развитию электрических сетей и средств управления режимами энергосистем.

Основные технологические задачи: формирование схем замещения и их эквивалентные преобразования, расчеты установившихся режимов, оптимизация режимов, расчеты статической и динамической устойчивости, расчеты токов и напряжений по составляющим при КЗ различных видов, расчеты перенапряжений.

Ниже дается краткая характеристика основных видов обеспечения САПР ЭС.

Техническое обеспечение. Технической базой САПР ЭС является единая серия ЭВМ. Используются ЭВМ типа ЕС-1033 и более мощные с включением в комплект технических средств ряда дополнительных устройств (накопители на магнитных дисках, комплекс отображения алфавитно-цифровой информации, включая набор дисплеев, автоматические чертежные устройства и т. п.) и средств оргтехники (множительные аппараты, специальные шкафы для хранения перфокарт, перфолент, магнитных лент и дисков, переговорное устройство и т. п.).

Размещение технических средств САПР ЭС решается отдельно для каждого создаваемого или расширяемого вычислительного центра с учетом местных условий и комплексного использования этих средств для САПР других направлений. В качестве экспериментов предполагается оборудование рабочих мест автоматизированного проектирования вблизи постоянных мест работы проектировщиков.

Информационное обеспечение. Основу информационного обеспечения первой очереди САПР ЭС составляют два автоматизированных банка данных: по электростанциям и по электрическим сетям.

Любой банк данных включает в себя систему словарей и технологическую информацию. Банк по электростанциям включает словари (наименования объекта, ведомственную принадлежность, шифры и т. д.).

энергосистем и главных управлений Минэнерго СССР, электростанций видов топлива, классификатор объектов и др. При кодировании объектов за основу принят отраслевой классификатор предприятий и организаций Минэнерго СССР, что обеспечивает единые коды объектов в САПР ЭС и других автоматизированных системах. Технологическая информация банка электростанций содержит основные показатели всех электростанций СССР с выделением каждого агрегата единичной мощностью 6 МВт и более: станционный номер, тип, год ввода, установленная и располагаемая мощности, виды топлива, номер узла, к которому присоединен этот агрегат. Кроме того, имеется информация о потребности энергосистем в мощности и энергии. Работающий банк электростанций содержит такую информацию за отчетные 10 лет и на перспективу 15 лет. Банк данных по электросетевым объектам включает словари и справочники узлов сети, основного оборудования подстанций и др. При работе сетевого банка используется часть словарей станционного банка. Технологическая информация создаваемого сетевого банка содержит основные данные по линиям электропередачи 220 кВ и выше, трансформаторам, компенсирующим устройствам, выключателям, а также основные режимные параметры узлов и ветвей сети. Предусмотрена возможность накопления и хранения всех видов отчетной и перспективной информации для 30—40 расчетных уровней (лет) по всей стране.

Программное обеспечение. САПР ЭС включает в себя следующие основные комплексы программ:

систему управления решением задач (СУРЗ), обеспечивающую прохождение заявок на использование пакетов программ с применением терминальных устройств, управление основной памятью и устройствами вывода информации;

систему управления базами данных (СУБД), обеспечивающую организацию работы банка данных; для энергетических задач используется универсальная СУБД ИНЭС (модификация ИНЭС/ЭНИН, разработанная ЭНИН имени Г. М. Кржижановского), для электротехнических задач — СУБД СЕТОР, разработанная советско-болгарским институтом «Интерпрограмма»;

библиотеки технологических программ для решения отдельных задач проектирования энергосистем; для некоторых задач может использоваться (по выбору проектировщика) несколько разных программ, решающих эту задачу разными методами;

системно-технологические программы, обеспечивающие выборку и агрегирование исходной информации для работы технологических программ с формированием при необходимости временных наборов данных;

подсистемы ввода-вывода, обеспечивающие ввод информации через терминалы, устройства телеотображения и графическое представление выходной информации.

Эффект от внедрения САПР ЭС проявляется в сокращении сроков и снижении трудоемкости разработки проектов развития энергосистем, в снижении затрат на сооружение и эксплуатацию энергетических объектов за счет повышения качества и уровня обоснованности основных технических решений, в повышении оперативности уточнения и пересмотра ранее принятых решений при уточнениях или изменениях исходной информации.

РАЗДЕЛ ВТОРОЙ

ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

2.1. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Определение перспективной потребности в электроэнергии производится с целью составления балансов электроэнергии по энергосистеме и выявления необходимости ввода новых энергонеточников. Определенные электрических нагрузок необходимо для решения большинства вопросов, возникающих при проектировании развития энергосистемы, в том числе выбора значения и структуры генерирующих мощностей, напряжения и схемы электрической сети, основного оборудования, расчетов режимов работы сетей.

Основными потребителями электроэнергии, вырабатываемой на электростанциях системы, являются промышленность и строительство, сельскохозяйственное производство, электрифицированный транспорт, потребители быта и сферы обслуживания в городах и сельской местности.

Электроэнергию, расходуемую непосредственно на нужды производства и быта принято называть полезно расходуемой электроэнергией. Часть вырабатываемой на электростанциях энергии расходуется на собственные нужды электростанций и на транспорт в электрических сетях при передаче электроэнергии от генераторов электростанций к электроприемникам.

Основным методом подсчета электропотребления на перспективу в целом по СССР и по отдельным регионам является метод прямого счета, основанный на применении укрупненных удельных норм или обобщенных показателей расхода электроэнергии и плановых или прогнозных данных по объемам производства или развитию отраслей народного хозяйства. Для выявления закономерностей изменения электропотребления на перспективу анализируется достаточно продолжительный отчетный период и выявляются тенденции соотношений между темпами роста производства продукции в отраслях народного хозяйства и электропотреблением в них.

На рис. 2.1 приведено изменение отношения темпов роста потребления электроэнергии к темпам производства продукции по отраслям народного хозяйства (коэффициент опережения K_0) за предшествующий период и на перспективу. Зона графиков рис. 2.1, отражающая предшествующий период, свидетельствует о характерном снижении опережающего развития электропотребления во всех отраслях народного хозяйства. Снижение K_0 до значения меньше единицы произошло только в промышленности (особенно в машиностроении и химии), что объясняется повышением эффективности использования электроэнергии в отрасли и мероприятиями по ее экономии. В сельскохозяйственном производстве K_0 имеет тенденцию снижения, но его значение намного превышает единицу, что указывает на углубление электрификации сельского хозяйства. В строительстве и на транспорте при общей тенденции снижения K_0 в последние годы намечился его некоторый рост.

В перспективе на значение коэффициента опережения будут влиять два фактора. Первый, ведущий к увеличению K_0 , связан с углублением электрификации; второй, ведущий к уменьшению K_0 , связан с экономичней и рациональней использованием электроэнергии. С учетом взаимодействия указанных факторов ожидаются следующие изменения K_0 :

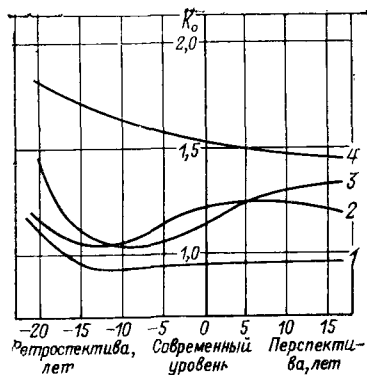


Рис. 2.1. Отношение темпов потребления электроэнергии к темпам производства продукции (коэффициент опережения K_0):

1 — промышленность; 2 — строительство;
3 — транспорт; 4 — сельское хозяйство

в промышленности за счет примерно равного взаимодействия факторов с некоторым преобладанием направления по рационализации использования электроэнергии K_0 несколько повысится, но будет меньше единицы или близок к единице;

в сельском хозяйстве за счет относительно быстрого наращивания

продуктивности производства K_0 снизится, но будет больше единицы; в строительстве из-за преобладания направления по рационализации использования электроэнергии K_0 будет несколько снижаться, но останется больше единицы;

на транспорте за счет дальнейшего увеличения темпов электрификации железных дорог и трубопроводов K_0 будет увеличиваться.

Результаты расчетов электропотребления на перспективу методом прямого счета анализируются и уточняются в сопоставлении с результатами расчетов методами математической статистики. Поскольку достоверность прогнозов на далекую перспективу объемов производства и изменения удельных норм невелика, результаты расчетов электропотребления на перспективу часто приводят в виде диапазона вариантов или уровней (например, максимальный, средний и минимальный).

Расчет потребности в электроэнергии на перспективу производится централизованно по СССР в целом в отраслевом и региональном аспектах с распределением по союзным республикам, экономическим районам и объединенным энергосистемам.

Уровни электропотребления объединенных энергосистем служат контрольными цифрами при расчете потребности в электроэнергии районных энергосистем, входящих в объединение.

Расчеты потребности в электроэнергии отдельных районных энергосистем, а также промышленных узлов, городов, энергорайонов выполняются, как правило, также двумя методами: методом вероятностно-статистического прогнозирования (например методом экстраполяции), базирующимся на выявлении закономерностей роста электропотребления в ретроспективе, и методом прямого счета для основных потребителей электроэнергии (см. § 2.9).

2.2. ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ, НА ТРАНСПОРТЕ И В СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОМ ПРОИЗВОДСТВЕ

Потребность в электроэнергии на перспективу для отдельных промышленных предприятий может быть определена следующим образом: для действующих (не реконструируемых и не расширяемых) предприятий — на основании отчетного электропотребления с учетом тенденции его изменения в перспективе;

для реконструируемых и вновь сооружаемых предприятий — по данным специализированных проектных институтов, а также материалам плановых органов. В случае отсутствия проектных проработок расход электроэнергии, потребляемой предприятием, W определяется на основании годового объема выпускаемой продукции M и удельных норм расхода электроэнергии $W_{уд}$:

$$W = W_{уд} M. \quad (2.1)$$

На изменение электропотребления промышленностью в перспективе влияют следующие факторы:

на увеличение удельных расходов — повышение безопасности и комфортности труда (подземные выработки, шахты), усложнение условий добычи сырья (угледобыча, нефтедобыча), углубление переработки сырьевых продуктов (нефтепереработка), вовлечение в производство ресурсов с низким содержанием ценных компонентов, повышение качества продукции за счет применения электротехнологий и др.;

на уменьшение удельных расходов — совершенствование технологий, повышение эффективности использования электроэнергии (черная и цветная металлургия, химия, машиностроение), внедрение мероприятий по экономии электроэнергии.

С учетом изложенного в среднем по 50 % основных видов промышленной продукции ожидается повышение удельных расходов электроэнергии, по 40 % — снижение и по 10 % — стабилизация на достигнутом уровне.

В табл. 2.1 приведены ориентировочные нормы удельного расхода электроэнергии по видам продукции, составленные на основании материалов, обобщающих отчетные данные по промышленным предприятиям.

Динамика изменения удельных норм электропотребления для ряда основных производств и видов продукции на перспективу приведена на рис. 2.2.

Т а б л и ц а 2.1. Ориентировочные удельные нормы потребления электроэнергии в промышленности

Наименование производства	Единица продукции	Удельный расход электроэнергии на единицу продукции, кВт·ч
<i>Топливная промышленность</i>		
Добыча каменного угля:		
закрытая	1 т угля	35—70
открытая	То же	7—8
Добыча бурого угля закрытая	» »	10—15
Обогатительная фабрика	» »	5—10
Углебрикетный завод	1 т брикетов	15—40
Коксогазовый завод	1 т кокса	8—10

Продолжение табл. 2.1

Наименование производства	Единица продукции	Удельный расход электроэнергии на единицу продукции, кВт·ч
Добыча:		
фрезерного торфа	1 т	1—5
гидроторфа	»	20—25
машинного торфа	»	10—15
сланцев:		
подземная	»	25
открытая	»	6
Бурение нефтяных и газовых скважин разведочное:		
роторное	1 м проходки	200—300
турбинное	То же	250—450
электробурами	» »	90—120
Бурение нефтяных и газовых скважин эксплуатационное:		
роторное	» »	60—100
турбинное	» »	100—150
электробурами	» »	60—70
Электрообезвоживающая установка	1 т нефти	2,2—2,5
Нефтедобыча:		
компрессорным способом	1 т нефти	150—300
глубинно-насосным способом	То же	120—150
станками-качалками	» »	50—60
погружными электронасосами	» »	100—120
закачкой воды в пласт	1 м ³ воды	3—5
закачкой воздуха в пласт	1 м ³ воздуха	0,2—0,3
Нефтеперерабатывающие заводы:		
вторичная перегонка бензина	1 т	5—10
крекинг каталитический	1 т нефти	60
крекинг термический	То же	11—15
риформинг каталитический	» »	10—15
Гидроочистка дизельного топлива	1 т	30—40
Коксование дизельного топлива	»	30—40
Металлургическая промышленность		
Добыча руд черных металлов:		
железной	»	70
марганцевой	»	25—40
Добыча руд цветных металлов:		
медной	»	15
подземная	»	35—45
открытая	»	10—15
никелевой	»	35—45
Коксохимическое производство	1 т кокса	35
Доменное производство	1 т чугуна	10—13

Продолжение табл. 2.1

Наименование производства	Единица продукции	Удельный расход электроэнергии на единицу продукции, кВт·ч
Мартеновское производство:		
в среднем по отрасли	1 т стали	10—15
по отдельным мартеновским печам емкостью, т:		
125	То же	8
185	» »	6,5
220—250	» »	6,0
370—500	» »	5,5
600—900	» »	5,2
Конверторное производство	» »	20—30
Кислородное производство	1 м ³ кислорода	485
Производство стали в дуговых электропечах:		
в среднем по отрасли	1 т	685—690
по электропечам емкостью, т:		
0,5	»	1065—1135
1,5	»	805—860
3,0	»	690—700
по стали:		
инструментальной	»	775
углеродистой	»	620
Прокат:		
блюминги с нагревательными колдцями	1 т проката	20—25
блюминги 1150	То же	12
блюминги 1100	» »	15
слябинги	» »	25
непрерывные станы холодной прокатки	» »	115—150
мелкосортные станы 250	» »	50
среднесортные станы 300—400	» »	35—45
сортные станы 300	» »	40—45
крупносортные станы 500—550	» »	35
крупносортные станы 600—650	» »	50—55
проволочные станы	1 т проволоки	70—90
заготовочные станы 900	1 т заготовок	60—80
непрерывно-заготовочные станы 720/500	То же	18
рельсобалочные станы	1 т рельсов	60—70
колесопрокатные станы	1 т колес	90
алюминиевый прокат	1 т проката	6000
алюминиевые трубы	1 т труб	12 000
медный прокат (катанка)	1 т проката	75—100
медные трубы	1 т труб	1500
красная медь	1 т проката	500—1000
кабельная проволока	1 т проволоки	150
латунь	1 т проката	1000

Продолжение табл. 2.

Наименование производства	Единица продукции	Удельный расход электроэнергии на единицу продукции, кВт·ч
Цехи холодной прокатки жести:		
горячего лужения	1 т проката	200—250
электролитического лужения	» »	400
Производство меди:		
черной	1 т	385—400
электролитной	»	3000—5000
рафинированной	»	390—420
Производство никеля:		
электролитного	»	3850—4850
огневого	»	11 000
Производство свинца	»	480—500
Производство глинозема	»	280—760
Производство алюминия:		
сырца	»	17 400—18 400
силикоалюминия	»	10 000—16 000
Производство магния:		
рафинированного	»	950
хлорида магния	»	550
Обогатительные фабрики черной металлургии:		
дробильно-сортировочная	1 т руды	1,5
промывочная	То же	2,5
сухое обогащение	» »	5,0
мокрое обогащение	» »	60—65
гравитационно-обогатительная фабрика	» »	17—20
обжиговая фабрика	» »	12—17
флотационная фабрика	» »	25
агломерационная фабрика	1 т агломерата	18—25
брикетная фабрика	1 т брикетов	8—10
Обогатительные фабрики в цветной металлургии	1 т руды	25—35
Ферросплавы	1 т	6000
<i>Химическая промышленность</i>		
Азотно-туковый завод:		
производство азота	»	11 000
производство азотной кислоты	»	130—150
производство аммиака:		
методом конверсии	»	750—2000
методом электролиза	»	12 000—14 000
Завод искусственного каучука	1 т каучука	15 000
	1 т капролактама	1350
Завод пластмасс	1 т пластмасс	2800

Продолжение табл. 2.1

Наименование производства	Единица продукции	Удельный расход электроэнергии на единицу продукции, кВт·ч
Производство:		
камфоры искусственной	1 т	1000—1200
каустика электролитического	»	2300—2700
красок тертых	»	150—225
соды кальцинированной	»	75—90
соды каустической	»	60—120
кислот:		
серной (контактной)	»	60—100
соляной	»	10—40
укусной	»	1400
фосфорной	»	5000—6000
суперфосфата	»	7—10
суперфосфата двойного	»	30—65
щелочи электролитической	»	2400
водорода	1 тыс. м ³	5000—6000
этилена	1 т	1900—2000
хлора	»	3000—4000
Производство искусственного волокна:		
центрифугального	1 т волокна	6000—11 000
вискозного шелка № 100	1 т	
вискозного штапельного полотна	1 т полотна	2000—3800
вискозного корда	1 т волокна	4300
	№ 5, 6	
целлофана	1 т двойной пленки 45 г/м ²	2500
ацетатного шелка	1 т волокна	5900—6800
	№ 132	
капрона	1 т волокна	12 500—14 300
	№ 250	
Производство сероуглерода, роторный способ	1 т сероуглерода	300—320
Производство резинотехнических изделий	Усл. ед.	220—300
Производство автопокрышек	То же	37
<i>Машиностроение и металлообработка</i>		
Производство:		
автомобилей	» »	1300—1900
тракторов	» »	2500—5500
тепловозов ТЭ-2	» »	37 000—44 000
вагонов цельнометаллических	» »	22 400—26 000
пассажирских		
вагонов товарных крытых	» »	1300—1400
вагонов трамвайных	» »	7000

Продолжение табл. 2.

Наименование производства	Единица продукции	Удельный расход электроэнергии на единицу продукции, кВт·ч
троллейбусов	Усл. ед.	14 000—15 400
самоходных комбайнов:		
С-4	То же	1100—1800
С-6	» »	720
экскаваторов	» »	13 900—18 700
свеклокомбайнов	» »	1800
молотилок	» »	600
культиваторов	» »	200
плугов	» »	350
сеялок	» »	150
зерноочисток	» »	250
велосипедов	» »	30—40
мотоциклов	» »	170—200
подшипников	» »	1300—2300
электродвигателей	1000 руб. валовой продукции 1 кВт	4—7
	1000 руб. валовой продукции	620—1100
электрофарфора конденсаторов	Усл. ед.	300—800
	Усл. ед.	3
трансформаторов	(1 квар) Усл. ед.	2,5
	(1 кВт·А)	
электросчетчиков	Усл. ед.	2—6
кузнечных поковок	1 т поковки	30—80
чугунного литья	1 т литья	300
Валовая продукция машиностроения	1000 руб. валовой продукции	600
<i>Промышленность строительных материалов</i>		
Производство:		
портландцемента:		
мокрым способом	1 т	105—110
сухим способом	»	135
шлакопортландцемента	»	75—95
стекла оконного	»	55—80
стекла бутылочного	»	70—100
кирпича:		
красного	1000 шт.	60—80
силикатного	»	30
шифера	1000 плиток	40—60
обжига извести	1 т извести	10—20
шамотных изделий	1 т усл. ед.	70
динасовых изделий	То же	65
магнезитовых изделий	» »	70

Продолжение табл. 2.1

Наименование производства	Единица продукции	Удельный расход электроэнергии на единицу продукции, кВт·ч
кислотоупорных изделий	1 т усл. ед.	175
фарфора	То же	250—600
фаянса	» »	300—900
бетона центрифугированного	1 м ³	80
вибробетона	»	80
лесопиломатериалов	1 м ³ усл. ед.	15—20
деревянных стройдеталей	То же	50—65
стекловолокна	1 т	350—400
асбеста	»	350—400
гипса	»	18—32
войлока	»	500
минеральной ваты	1 м ³	65
Добыча камня, песка	1 м ³	3—5
<i>Лесная, бумажная и деревообрабатывающая промышленность</i>		
Производство целлюлозы:		
сульфатной:	1 т товарной продукции	370—380
сульфитной:		
мягкой	То же	385/375*
средней	» »	255/345
жесткой	» »	105/285
беленой для бумаги	» »	415/535
облагороженной	» »	514/630
Производство полуцеллюлозы	» »	255/345
Производство полуцеллюлозы белой	» »	565/655
Производство бумаги:		
газетной	1 т	375
типографской	»	480—600
литографской	»	650
офсетной	»	400—540
писчей	»	500—675
оберточной	»	600—700
упаковочной	»	300
мешочной	»	600
электроизоляционной:		
4 мк	»	40 000
8 мк	»	10 000
10 мк	»	8500
кабельной	»	700—880
Производство картона высокого качества	»	475
Производство картона односторонней гладкости	»	325—360
Производство электрокартона	»	1400

Продолжение табл. 2.

Наименование производства	Единица продукции	Удельный расход электроэнергии на единицу продукции, кВт·ч
Производство древесины	1 т	1000—1350
Производство древесной массы	»	1200—1280
Производство древесно-стружечных плит	1 м ³	150
Лесозаготовки	1 м ³ леса	3—5
Лесопильные заводы	То же	15—20
Сушка пиломатериалов	» »	10
Распиловка	» »	4
<i>Легкая промышленность</i>		
Хлопчатобумажное производство:		
прядение	1 т пряжи	40—50
ткачество	1 т ткани	40—70
отделка	То же	130—300
Кордное производство:		
прядение	1 т пряжи	40—50
ткачество	1 т ткани	180—200
кручение	1 т нити	500—700
Шерстяное производство:		
прядение	1 т пряжи	170
ткачество	1 т ткани	140
Шелковое производство:		
прядение	1 т пряжи	6
ткачество	1 т ткани	0,15—0,5
кручение	1 т нити	3
Крашение хлопка	1 т ткани	270
Крашение шелка	1 т ткани	300
Производство:		
ваты	1 т	250
шерстяных тканей	»	2400—3400
ковров	1000 м ²	980—1000
ниток	1000 катушек	25
Прядильные фабрики (цехи)	1 т продукции	80
Ткацкие фабрики (цехи)	1 т продукции	1200
Ситценабивные фабрики	То же	400—500
Хлопчатобумажные комбинаты	» »	3200—3500
Льнопеньковый завод	» »	650
Грубосуконное производство	1 т сукна	2000
Тонкосуконное производство	То же	2500
Вискоза	1 т ткани	5500—6000
Мешочные ткани	1000 м ² ткани	450
Технические ткани	То же	750
Брезент	» »	1000
Бельевые ткани	» »	1200

Продолжение табл. 2.1

Наименование производства	Единица продукции	Удельный расход электроэнергии на единицу продукции, кВт·ч
Производство обуви:		
кожаной	1000 пар	400—580
резиновой	То же	600—700
резиновой с вулканизацией	» »	900—1300
Кожа жесткая	1 т листов	300—650
Юфть	1000 дм ² листов	10
Пластическая кожа	1 т листов	1150
Клсенка	1 т	100
Валяная обувь	1000 пар	1600
Чулочно-носочные изделия	То же	600
Шапы	1000 шт.	50
Верхний трикотаж	То же	200
Белье трикотажное	» »	120
Стекольные изделия	1 т изделий	200
<i>Пищевая промышленность</i>		
Мельницы:		
сортовой помол	1 т	50—70
обойный помол	»	25—30
Крупорушки:		
крупя перловая	»	100
крупя гречневая	»	25
крупя овсяная	»	30
рис	»	40
пшено	»	25—35
Хлебозавод	Выпечка	20—40
Макаронная фабрика	1 т	70—80
Маслозавод:		
масло сливочное	1 т	8—10
маргарин	»	50—55
масло топленое	»	5
масло шоколадное	»	25
масло растительное	»	175
Молокозавод:		
молоко пастеризованное	1 т	8
молоко сухое	»	300—320
молоко сгущенное	1000 банок	50
сливки	1 т	50
кефир	»	30
мороженое	»	30
сыры разные	»	160
Производство подсолнечного масла	»	145
Производство хлопкового масла	»	130
Производство мыла	»	8—10
Производство глицерина	»	45

Продолжение табл. 2.1

Наименование производства	Единица продукции	Удельный расход электроэнергии на единицу продукции, кВт·ч.
Мясокомбинат:		
переработка мяса	1 т	50
колбасные изделия	»	65—80
мясные консервы	1000 банок	50
костная мука	1 т	25
переработка птицы	1000 шт.	55
Сахарные заводы:		
производство сахара:		
песка	1 т	110—150
рафинада	»	35—70
переработка свеклы	»	25—30
Спиртозавод	1000 дл спирта-сырца	1,0—1,2
Водка и водочные изделия	1000 дл	0,15
Пивоваренный завод	1000 л	60—80
Завод безалкогольных напитков	»	40—50
Яичный порошок	1 т	350
Чай плиточный	»	180
Клей костный	»	250
Клей силикатный	»	10
Клей казенный	»	70
Желатин пищевой	»	2000
Желатин технический	»	1500
Дрожжи	»	660

* Числитель — без сушки, знаменатель — с сушкой.

Для ориентировочной оценки электропотребления электрифицированного железнодорожного транспорта можно воспользоваться усредненными удельными показателями, приведенными на рис. 2.3.

Ориентировочные удельные показатели электропотребления на 1 км магистральных трубопроводов и на одну компрессорную станцию (КС) газопроводов или нефтеперекачивающую станцию (НПС) нефтепроводов приведены ниже:

	Удельное электропотребление	
	млн. кВт·ч / км	млн. кВт·ч / КС или НПС
Магистральные газопроводы:		
с газотурбинным приводом	0,2	16
с электроприводом	5,0	400
Магистральные нефтепроводы	1,0	45

Расход электроэнергии на нужды сельскохозяйственного производства определяется на основании данных об удельных нормах расхода электроэнергии на единицу продукции. Основные потребители электроэнергии в сельскохозяйственном производстве — животноводче-

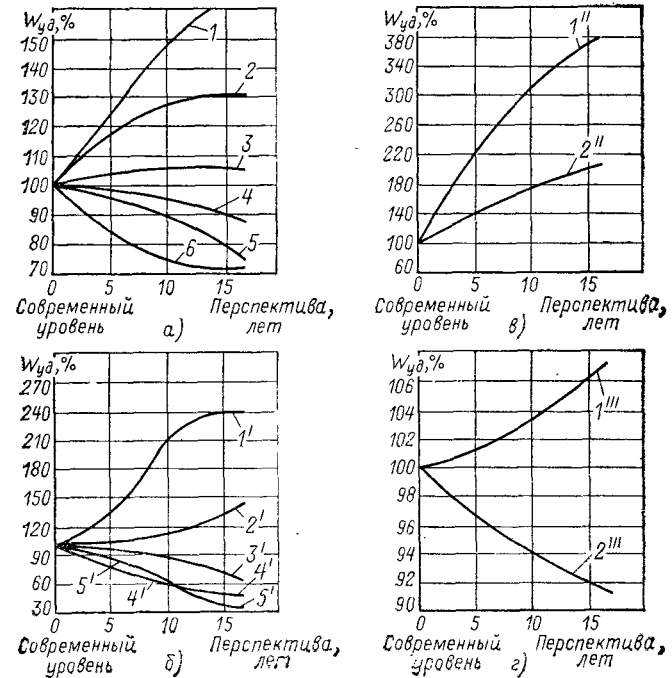


Рис. 2.2. Изменение удельных норм электропотребления основных производств по пятилеткам:

а — металлургия; б — химическая промышленность; в — топливная промышленность; г — промышленность стройматериалов и машиностроение; 1 — обогатительные фабрики железной и марганцевой руды; 2 — производство труб; 3 — коксохимическое и конверторное производства, прокат; 4 — производство алюминия доменное и мартеновское; 5 — производство магния, электростали и электроферросплавов; 6 — производство кислорода; 1' — серная кислота; 2' — минеральные удобрения, сода каустическая и кальцинированная; 3' — синтетические смолы и пластмассы; 4' — химические волокна; 5' — аммиак синтетический; 1'' — добыча нефти; 2'' — переработка нефти и подземная добыча угля; 1''' — производство цемента; 2''' — валовая продукция

ские и птицеводческие фермы и комплексы, а также парники, теплицы, оросительные установки и прочие потребители (мастерские, зерносушилки).

Для ориентировочной оценки перспективного потребления электроэнергии на производственные нужды сельскохозяйственных потребителей можно пользоваться обобщенными показателями удельного потребления электроэнергии на 1 га пашни (рис. 2.4). При отсутствии пашни в колхозах и совхозах потребление электроэнергии на их производственные нужды на перспективу принимается на основании отчетного уровня с ежегодным приростом 3—4%. При этом все вновь строящиеся производственные объекты учитываются отдельно.

В номограмме (рис. 2.4) не учтены животноводческие комплексы на промышленной основе, крупные электротепловые установки и теп-

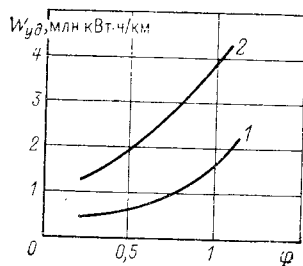


Рис. 2.3. Зависимость удельного электропотребления электрифицированных железных дорог от степени использования пропускной способности дороги: 1 — однопутные дороги; 2 — двухпутные

Рис. 2.4. Номограмма для определения удельного электропотребления на нужды сельскохозяйственного производства

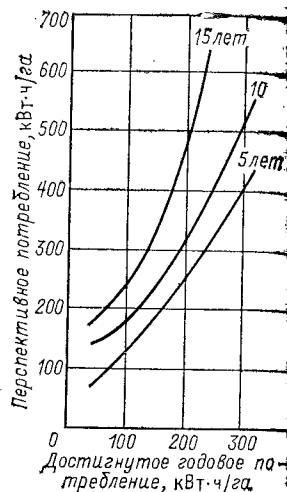


Таблица 2.2. Ориентировочные удельные нормы расхода электроэнергии на нужды сельскохозяйственного производства

Наименование производства, вида продукции	Единица продукции	Удельный расход электроэнергии на единицу продукции, кВт·ч
Комплексы по выращиванию и откорму свиней	Поголовье	55—115
Комплексы по выращиванию и откорму крупного рогатого скота	»	110—130
Площадки по откорму крупного рогатого скота	»	25—50
Комплексы по производству молока	»	550—700
Комплексы по выращиванию нетелей	»	215—265
Птицефабрики по производству яиц	»	20—25
Птицефабрики мясного направления	»	15—20
Фермы по выращиванию и откорму свиней	»	100—190
Фермы по откорму свиней	»	60—85
Свиноводческие репродуктивные фермы	»	95—100
Фермы крупного рогатого скота	»	380—430
Откормочный пункт крупного рогатого скота	»	75—175
Ферма по производству молока	»	550—700
Птицеферма по производству яиц	»	10
Птицеферма мясного направления	»	2
Парники	Рама в сезон	110
Теплицы	1 м ²	50

Таблица 2.3. Ориентировочные удельные нормы годового расхода электроэнергии для орошения земель, кВт·ч/га

республика, район	Средневзвешенный расход по культурам							Групповая норма по зоне	
	Зерновые	Кукуруза	Рис	Сахарная свекла	Хлопок	Овощи	Сады, вино-градники		Кормовые
СССР	1040	1740	1330	2380	3480	1800	1740	2150	1900
РСФСР	1700	2900	2000	3100	—	3000	2000	3400	2600
В том числе районы:									
Северо-Западный	400	—	—	—	—	600	—	800	800
Центральный	600	—	—	—	—	1000	700	900	1000
Волго-Вятский	400	—	—	—	—	800	—	900	900
Центрально-Черноземный	400	2500	—	3000	—	2500	1800	2700	2600
Поволжский	2000	3500	2500	3500	—	3400	2000	3000	3600
Северо-Кавказский	1800	3200	2000	3200	—	3100	2000	3400	3000
Уральский	1100	1800	—	—	—	1500	1800	1800	1500
Западно-Сибирский	1300	—	—	—	—	2200	—	2400	2300
Восточно-Сибирский	1200	—	—	—	—	2000	—	2100	2100
Дальневосточный	800	1000	1000	—	—	1200	—	1300	1000
Украинская ССР	1800	2900	2500	3500	—	3400	2000	4000	3300
Белорусская ССР	350	—	—	—	—	400	—	600	600
Латвийская ССР	300	—	—	500	—	600	400	600	600
Литовская ССР	300	—	—	500	—	650	400	750	700
Эстонская ССР	—	—	—	—	—	600	—	800	800
Молдавская ССР	3200	3700	—	4300	—	2700	2400	4800	3500
Грузинская ССР	1900	4200	—	4700	—	4200	3700	5600	4100
Армянская ССР	4000	—	—	8000	—	6800	6700	9500	5700
Азербайджанская ССР	1000	2000	—	—	3000	2000	1900	2500	2100
Казахская ССР	1800	2800	2500	3000	4600	2600	2100	3800	3700
Узбекская ССР	1900	3200	2900	4600	7300	4500	3800	5000	5800
Киргизская ССР	2250	3300	—	3700	7400	4400	3700	5100	4200
Таджикская ССР	2200	3400	3000	4400	7000	4800	3700	5800	6000
Туркменская ССР	1700	2800	2700	3700	5700	4000	2900	4200	4500

лично-парниковые хозяйства, оросительные установки. Потребность в электроэнергии перечисленных потребителей может быть определена по данным табл. 2.2. Данные табл. 2.2 приведены без учета вспомогательных производств и электротеплоснабжения. Меньшие удельные расходы имеют место на крупных комплексах, большие — на мелких.

В табл. 2.3 приведены ориентировочные данные по удельным расходам электроэнергии на 1 га орошаемых земель по основным сельскохозяйственным культурам для различных зон страны при двухсменном поливе.

2.3. ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА БЫТОВЫЕ НУЖДЫ И В СФЕРЕ ОБСЛУЖИВАНИЯ

Потребители электроэнергии на коммунально-бытовые нужды подразделяются на жилой и общественный секторы. Первая группа характеризуется распределенной нагрузкой, вторая — распределенной и сосредоточенной нагрузкой (водопровод, канализация и др.) В табл. 2.4 приведены средние значения удельных норм (на одного городского жителя) расхода электроэнергии в жилом и общественном секторах больших городов по видам потребления по отдельным экономическим районам. Средние значения удельных норм расхода электроэнергии умножаются на следующие коэффициенты для различных групп городов:

Город	Население, тыс. чел.	Коэффициент
Крупный и крупнейший	250—500 и более	1,1
Большой	100—250	1,0
Средний	50—100	0,97
Малый	Менее 50	0,73

В каждом конкретном случае при проектировании приведенные нормы необходимо корректировать с учетом местных условий и фактически достигнутого в данном городе удельного потребления электроэнергии. Расход электроэнергии на нужды водопровода и канализации принимается по данным табл. 2.4 при отсутствии конкретных данных специализированных проектных институтов или горкоммунхозов.

Данные об удельных нормах расхода электроэнергии на нужды быта и сферы обслуживания сельского населения приведены в табл. 2.5. Расход электроэнергии на нужды быта и сферы обслуживания $W_{б,о}$ оценивается на основании данных о количестве населения города или сельского населенного пункта N и удельных норм расхода электроэнергии $W_{уд,б,о}$:

$$W_{б,о} = W_{уд,б,о} N. \quad (2.2)$$

Приведенные в табл. 2.4 и 2.5 нормы удельного расхода электроэнергии отражают достигнутый уровень электрификации быта и сферы обслуживания населения. Динамика ожидаемого изменения удельных норм в перспективе приведена на рис. 2.5. В перспективе предполагается также некоторое изменение структуры потребления электроэнергии на коммунально-бытовые нужды (табл. 2.6).

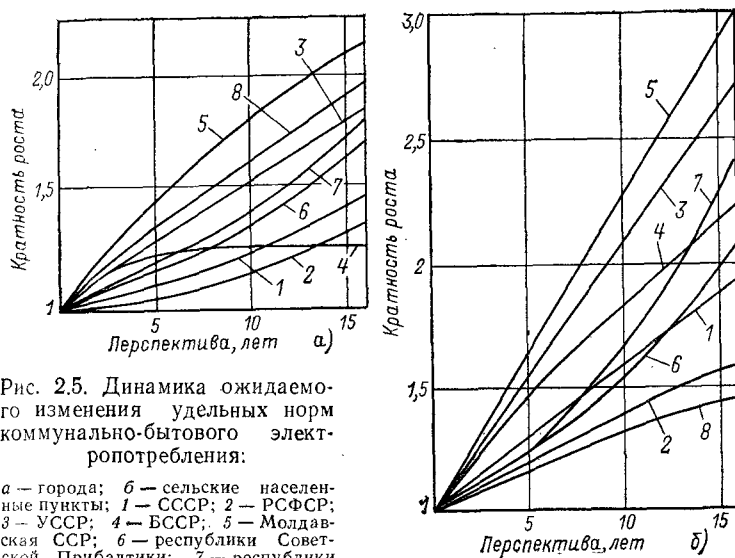


Рис. 2.5. Динамика ожидаемого изменения удельных норм коммунально-бытового электропотребления:

а — города; б — сельские населенные пункты; 1 — СССР; 2 — РСФСР; 3 — УССР; 4 — БССР; 5 — Молдавская ССР; 6 — республики Советской Прибалтики; 7 — республики Закавказья; 8 — республики Средней Азии

2.4. РАСХОД ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Расход электроэнергии на собственные нужды тепловых электростанций зависит от типа и единичной мощности агрегатов, установленных на станции, а также от вида топлива и способа его сжигания.

В табл. 2.7—2.9 приведены средние значения расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций в процентах суммарной выработки электроэнергии. Данными можно пользоваться при составлении баланса электроэнергии по системе в случае отсутствия отчетных или проектных данных по каждой конкретной станции.

Ориентировочные значения среднегодового расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций приведены в табл. 2.10. Меньшие значения соответствуют подстанциям с упрощенными схемами, большие — подстанциям с развитыми распределительными устройствами высшего напряжения, с установленными синхронными компенсаторами.

Максимальная нагрузка собственных нужд электростанций может приблизительно оцениваться в процентах установленной мощности:

Станция	Максимальная нагрузка СН, %
ТЭЦ:	
пылеугольная	8—14
газодазутная	5—7
КЭС:	
пылеугольная	6—8
газодазутная	3—5
АЭС	5—8
ГЭС:	
мощностью до 200 МВт	3—2
свыше 200 МВт	1—0,5

Таблица 2.4. Средние нормы удельного расхода электроэнергии в

Республика, район	Жилый сектор				Итого
	Освещение	Электробытовые приборы	Приготовление пищи	Низкотемпературные процессы	
СССР	130	230	70	50	480
РСФСР	140	240	70	50	500
В том числе районы:					
Северо-Западный	140	240	70	50	500
Центральный	140	240	70	60	510
Волго-Вятский	150	250	80	60	540
Центрально-Черноземный	140	240	70	50	500
Поволжский	110	195	55	35	395
Северо-Кавказский	140	240	70	50	500
Уральский	140	240	70	50	500
Западно-Сибирский	130	220	65	45	460
Восточно-Сибирский	150	250	80	60	540
Дальневосточный	180	300	100	60	640
Украинская ССР	110	190	60	40	400
Белорусская ССР	140	240	70	50	500
Латвийская ССР	180	300	90	60	630
Литовская ССР	180	310	100	60	650
Эстонская ССР	200	320	110	70	700
Молдавская ССР	115	195	65	45	420
Грузинская ССР	170	285	85	60	600
Армянская ССР	140	230	75	55	500
Азербайджанская ССР	130	225	75	50	480
Казахская ССР	170	290	90	60	610
Узбекская ССР	100	185	50	25	360
Киргизская ССР	115	195	70	45	425
Таджикская ССР	155	260	90	70	575
Туркменская ССР	110	185	55	30	380

быту и сфере обслуживания городов, кВт·ч/чел.

Общественный сектор										Всего
Освещение общественных зданий	Освещение улиц	Коммунальные и общественные предприятия	Водопровод, канализация	Приготовление пищи	Кондиционирование воздуха	Столплетие	Горячее водоснабжение	Прочие	Итого	
105	34	142	147	74	7	7	4	60	580	1060
112	34	137	162	73	2	4	1	65	590	1090
114	32	116	168	64	—	7	2	97	600	1100
98	30	126	180	68	1	5	—	102	610	1120
130	36	160	161	73	—	7	3	90	660	1200
112	36	149	146	70	3	7	3	64	590	1090
87	30	130	129	54	4	2	1	43	480	875
116	37	160	158	80	12	3	3	21	590	1090
120	33	144	146	67	1	4	1	44	560	1060
110	33	117	143	91	1	—	—	55	550	1010
142	38	153	167	113	—	5	2	30	650	1190
142	42	168	176	124	—	40	8	80	780	1420
89	28	129	120	59	4	6	5	30	470	870
114	28	134	123	58	2	3	2	136	600	1100
140	40	186	182	105	37	30	30	10	760	1390
143	43	188	206	80	12	6	2	100	780	1430
133	47	203	218	141	24	7	19	50	845	1545
78	30	139	144	75	22	7	19	6	520	940
139	44	156	155	133	—	8	4	81	720	1320
118	33	156	110	104	—	7	2	60	590	1090
85	25	110	191	37	3	7	5	107	570	1050
109	35	160	129	77	27	4	4	195	740	1350
67	19	94	58	41	23	15	15	95	430	790
105	36	160	85	93	25	2	2	6	515	940
98	30	154	211	76	43	19	28	36	695	1270
80	22	107	70	65	—	4	2	100	450	830

Таблица 2.5. Средние нормы удельного годового расхода электроэнергии в быту и сфере обслуживания сельских населенных мест, кВт·ч/чел.

Республика, район	Жилой сектор				Общественный сектор				
	Освещение домов	Бытовые приборы	Приготовление пищи	Итого	Освещение улиц	Коммунальные и общественные предприятия	Водопровод и канализация	Итого	Всего
СССР	105	80	35	220	30	105	15	150	370
РСФСР	125	85	40	250	30	120	20	170	420
В том числе районы:									
Северо-Западный	165	85	40	290	45	160	25	230	520
Центральный	110	70	30	210	30	105	15	150	360
Волго-Вятский	130	75	35	240	35	120	15	170	410
Центрально-Черноземный	115	70	35	220	35	120	15	170	390
Поволжский	105	80	35	220	30	100	15	145	365
Северо-Кавказский	125	100	45	270	35	125	20	180	450
Уральский	150	95	45	290	40	140	20	200	490
Западно-Сибирский	140	110	50	300	35	140	25	200	500
Восточно-Сибирский	110	90	40	240	30	110	20	160	400
Дальневосточный	90	70	35	195	25	95	15	135	330
Украинская ССР	105	85	40	230	30	100	20	150	380
Белорусская ССР	130	80	40	250	35	115	20	170	420
Латвийская ССР	160	130	50	340	40	160	30	230	570
Литовская ССР	260	190	85	535	70	260	50	380	915
Эстонская ССР	195	175	80	450	50	215	35	300	750
Молдавская ССР	105	70	35	210	25	95	20	140	350
Грузинская ССР	55	50	25	130	15	55	10	80	210
Армянская ССР	140	135	70	345	30	145	25	200	545
Азербайджанская ССР	50	35	15	100	10	40	10	60	160
Казахская ССР	95	80	35	210	25	95	20	140	350
Узбекская ССР	70	55	25	150	15	60	15	90	240
Киргизская ССР	85	40	25	150	25	60	15	100	250
Таджикская ССР	85	40	25	150	25	60	15	100	250
Туркменская ССР	75	35	20	130	20	60	10	90	220

Таблица 2.6. Структура потребления электроэнергии на коммунально-бытовые нужды, %

Наименование	Достигнутый уровень	Перспектива		
		5 лет	10 лет	15 лет
Жилой сектор	40	45	50	50
В том числе:				
освещение	11,8	12,6	14,5	14,5
электробытовые приборы	20,8	22,0	23,3	22,3
приготовление пищи	3,8	6,7	7,8	8,0

Продолжение табл. 2.6

Наименование	Достигнутый уровень	Перспектива		
		5 лет	10 лет	15 лет
низкотемпературные процессы (отопление, горячее водоснабжение, кондиционирование)	3,6	3,7	4,4	5,2
Общественный сектор	60	55	50	50
Всего	100	100	100	100

Таблица 2.7. Расход электроэнергии на собственные нужды конденсационных тепловых электростанций, %

Тип турбины	Загрузка блока, %	Топливо				
		Каменный уголь		Бурый уголь	Газ	Мазут
		марки АШ	других марок			
К-160-130	100 70	6,8 7,3	6,5 7,1	6,6 7,1	4,9 5,3	5,2 5,6
К-200-130	100 70	6,8 7,3	6,1 6,7	6,8 7,3	4,6 5,1	5,7 6,1
К-300-240	100 70	4,4 4,9	3,7 4,1	4,2 4,7	2,4 2,8	2,6 3,0
К-500-240	100 70	— —	4,4 4,9	3,7 4,1	— —	— —
К-800-240	100 70	4,2 4,6	3,7 4,1	3,9 4,3	2,3 —	2,5 —

Таблица 2.8. Расход электроэнергии на собственные нужды теплоэлектроцентралей, %

Топливо	Тип турбины		
	с противодавлением, МПа		с отбором и конденсацией
	0,08	0,12	
Уголь	13,1	9,6	8,0
Газ, мазут	10,8	7,8	6,6

Таблица 2.9. Расход электроэнергии на собственные нужды атомных, газотурбинных и гидравлических электростанций, %

Мощность, МВт	Электростанция		
	атомная	газотурбинная	гидравлическая
До 200	—	1,7—0,6	2,0—0,5
Свыше 200	7—5	—	0,5—0,3*

* Большие значения соответствуют меньшим единичным мощностям агрегатов.

Таблица 2.10. Расход электроэнергии и максимальная нагрузка собственных нужд подстанций

Наименование	Высшее напряжение, кВ				
	110	220	330	500	750
Электроэнергия, тыс. кВт× Ч	100—300	500— 2000	800— 2200	2500—3000	5000—6000
Электрическая нагрузка, кВт	20—60	100—400	160—440	500—600	1000—1200

Расход электроэнергии на заряд ГАЭС в 1,3—1,4 раза превышает выработку при разряде. Соотношение мощностей заряда и разряда зависит от режима работы ГАЭС.

2.5. РАСХОД ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЕЕ ТРАНСПОРТ

Относительное значение технологического расхода электроэнергии в энергосистеме, связанного с ее передачей и распределением в электрических сетях («потери» электроэнергии), достигло в последние 10—15 лет в сетях общего пользования всех напряжений примерно 9 % поступления электроэнергии в сеть. В отдельных энергосистемах эта величина колеблется в значительных пределах (от 4—5 до 14—15 %) в зависимости от плотности нагрузки, построения сети, количества ступеней трансформации, режимов работы и других факторов.

Ориентировочные значения потерь в сетях различных напряжений в процентах суммарного поступления электроэнергии в сети приведены ниже.

Напряжение, кВ	750—500	330—220	150—110	35—20	10—6	0,4
Потери, %	0,5—1,0	2,5—3,5	3,5—4,5	0,5—1,0	2,5—3,5	0,5—1,5

Указанными значениями можно пользоваться при составлении предварительного баланса энергии по системе. При составлении предварительного баланса мощности потери мощности могут быть определены делением потерь энергии на время потерь, которое для современных систем СССР с достаточной степенью точности можно принимать в пределах 3500—4500 ч.

Потери электроэнергии подразделяются на условно-переменные (нагрузочные) и условно-постоянные (холостого хода). К потерям условно относят также расход электроэнергии на собственные нужды (СН) подстанций. В составе переменных учитываются потери в активном сопротивлении проводов линий электропередачи и обмоток трансформаторов, в составе постоянных — потери в стали трансформаторов, в шунтовых конденсаторных батареях, синхронных компенсаторах, реакторах, расход электроэнергии на собственные нужды подстанций. Ориентировочная структура потерь по элементам показана в табл. 2.11.

Таблица 2.11. Структура потерь электроэнергии, %

Элементы сети	Потери		
	Переменные	Постоянные	Всего
Линии электропередачи	60	5	65
Подстанции	15	20	35
В том числе:			
трансформаторы	15	15	30
другие элементы	—	3	3
расход электроэнергии на СН	—	2	2
Итого	75	25	100

Проведение активной энерго- и топливосберегающей политики ставит в качестве одной из важнейших задач снижение технологического расхода электроэнергии на ее транспорт. Наиболее существенные результаты достигаются за счет рационального построения сети с сокращением количества ступеней трансформации при передаче и распределении электроэнергии от источников к потребителям (см. разд. 4). При проектировании развития электрических сетей рекомендуется также предусматривать другие мероприятия, способствующие ограничению потерь электроэнергии (см. § 5.5).

2.6. РЕЖИМЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Режимы потребления электроэнергии отдельных потребителей и энергосистемы в целом характеризуются графиками электрических нагрузок, отражающими изменение потребляемой мощности в течение суток или года.

Различают отчетные графики, используемые для анализа режимов работы энергосистемы в процессе эксплуатации, и расчетные (перспективные) графики, необходимые для планирования работы и проектирования отдельных энергетических объектов и энергосистем.

Отчетные графики, получаемые с применением самопишущих приборов или на основании записей периодических замеров нагрузки, изображаются в виде непрерывной кривой или ломаной линии (см. рис. 2.6 и 2.9).

Перспективные графики, получаемые расчетным путем, принято для удобства их использования изображать в виде ступенчатой линии (см. рис. 2.10), состоящей из 24 горизонтальных участков, соответствующих нагрузке каждого часа (суточный график), или из 12 участков, соответствующих максимальной или средней нагрузке каждого месяца (годовой график).

При разработке перспективных годовых графиков различают статические графики, отображающие изменение нагрузки в течение года при заданном постоянном составе потребителей, и динамические графики, учитывающие рост нагрузки, обусловленный вводом в эксплуатацию новых потребителей.

От режимов потребления электроэнергии зависит режимы работы энергетических установок: основного оборудования электростанций, линий электропередачи и трансформаторных подстанций. В связи с этим

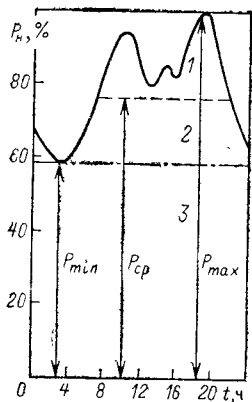


Рис. 2.6. Суточный график нагрузки энергосистемы

Суточный график характеризуется следующими показателями (рис. 2.6):
 максимальная и минимальная нагрузка P_{max} и P_{min} ;
 среднесуточная нагрузка

$$P_{cp} = \frac{W_{сут}}{24}, \quad (2.3)$$

где $W_{сут}$ — суточное потребление электроэнергии;
 коэффициент неравномерности нагрузки

$$\alpha_{сут} = P_{min}/P_{max}; \quad (2.4)$$

плотность графика нагрузки

$$\beta_{сут} = P_{cp}/P_{max}. \quad (2.5)$$

Суточный график условно делится на три характерные зоны: базисную 3, расположенную ниже линии минимальной нагрузки; полупиковую 2 — между линиями минимальной и среднесуточной нагрузок; пиковую 1 — выше линии среднесуточной нагрузки.

Аналогичные показатели могут применяться также для характеристики недельных, месячных, годовых графиков.

Плотность годового графика нагрузки обычно характеризуется продолжительностью (числом часов) использования максимальной нагрузки:

$$T_{max} = W_{год}/P_{max} = 8760\beta_{год}. \quad (2.6)$$

Существует несколько различных способов построения перспективных графиков нагрузок. Для получения графиков на ближайший период при незначительном изменении структуры потребления электроэнергии может быть использован метод аналогий, по которому за основу принимается отчетный график с необходимыми уточнениями. Для более далекой перспективы, а также для новых быстро развивающихся энер-

госистем применяются способ суммирования типовых отраслевых графиков или методы, по которым графики составляются из постоянной и переменной составляющих технологической и осветительно-бытовой нагрузок. Для получения надежного и строгого результата расчеты графиков выполняются с использованием ЭВМ по специальным программам, разработанным в институтах «Энергосетьпроект» и ЭНИН имени Г. М. Кржижановского.

При перспективных исследованиях для построения приближенных графиков нагрузок с достаточной для практики точностью можно воспользоваться упрощенным методом обобщенных характеристик, полученным путем анализа большого количества расчетов на ЭВМ. Этот метод несложен и требует небольшой затраты времени при расчетах в ручную.

Ниже изложен порядок расчета графиков по методу обобщенных характеристик и приведены необходимые справочные данные.

1. Потребление электроэнергии в системе на расчетный период группируется по отраслям, перечисленным в табл. 2.12.

оценки эффективности объединения энергосистем;

определения условий работы элементов электрических сетей и, в частности, межсистемных связей (для выбора их параметров).

Для перечисленных целей используются, главным образом, суточные графики зимнего и летнего рабочего дня, а также годовые графики месячных максимумов.

построение перспективных графиков электрических нагрузок необходимо для решения ряда вопросов, рассматриваемых при проектировании развития энергосистем:

составления балансов мощностей энергосистем и определения необходимой мощности энергоисточников;

выявления режимов работы различных типов электростанций и разработки оптимальной структуры энергоисточников;

разработки рекомендаций по регулированию графиков;

оценки эффективности объединения энергосистем;

определения условий работы элементов электрических сетей и, в частности, межсистемных связей (для выбора их параметров).

Для перечисленных целей используются, главным образом, суточные графики зимнего и летнего рабочего дня, а также годовые графики месячных максимумов.

Ниже изложен порядок расчета графиков по методу обобщенных характеристик и приведены необходимые справочные данные.

1. Потребление электроэнергии в системе на расчетный период группируется по отраслям, перечисленным в табл. 2.12.

Таблица 2.12. Расчетные значения статической продолжительности использования максимума по отраслям, ч

Наименование отрасли	$T_{отр}$	Наименование отрасли	$T_{отр}$
Горнорудная и угледобывающая промышленность:		Целлюлозно-бумажная промышленность и гидролиз	7900
открытая добыча	6500	Деревообработка	5600
закрытая добыча	7600	Текстильная и легкая промышленность	5900
Нефтедобыча	7400	Пищевая промышленность	7000
Нефтепереработка	8150	Цементная промышленность	7500
Нефтеперекачка	8150	Стройматериалы	6300
Металлургия:		Прочие отрасли промышленности	5300
непрерывное производство	8500	Электрифицированный транспорт:	
прочая	8000	магистральный	8000
Производство ферросплавов и глинозема	8300	пригородный	5200
Химия:		Депо и железнодорожные узлы	4700
непрерывные производства	8500	Сельскохозяйственное производство	5000
полунепрерывные производства	7600	Механизированное строительство	5300
прочая	6500		
Машиностроение:			
тяжелое	6900		
прочее	5800		

2. Для каждой отрасли определяется расчетная нагрузка, МВт, делением суммарного потребления электроэнергии по отрасли, тыс. кВт·ч, на соответствующую статическую (т. е. без учета ежегодного прироста) отраслевую продолжительность максимума (табл. 2.12):

$$P_{отр} = W_{отр}/T_{отр}. \quad (2.7)$$

3. Подсчитывается средневзвешенное число часов использования среднего за зимний месяц максимума промышленной и транспортной нагрузок:

$$T_{\text{ср}} = W_{\text{пр}} / \Sigma P_{\text{отр}}, \quad (2.8)$$

где $W_{\text{пр}}$ — суммарное потребление электроэнергии за год по промышленности и транспорту, тыс. кВт·ч; $\Sigma P_{\text{отр}}$ — сумма расчетных нагрузок всех отраслей промышленности и транспорта, МВт.

4. Определяется отношение коммунально-бытового электропотребления к общему полезному потреблению электроэнергии в системе:

$$\alpha_{\text{к,б}} = W_{\text{к,б}} / (W_{\text{пр}} + W_{\text{к,б}}). \quad (2.9)$$

5. По рис. 2.7 в зависимости от $T_{\text{ср}}$ и $\alpha_{\text{к,б}}$ находится число часов использования среднего за рабочие дни зимнего месяца максимума нагрузки энергосистемы $T_{\text{сист}}$.

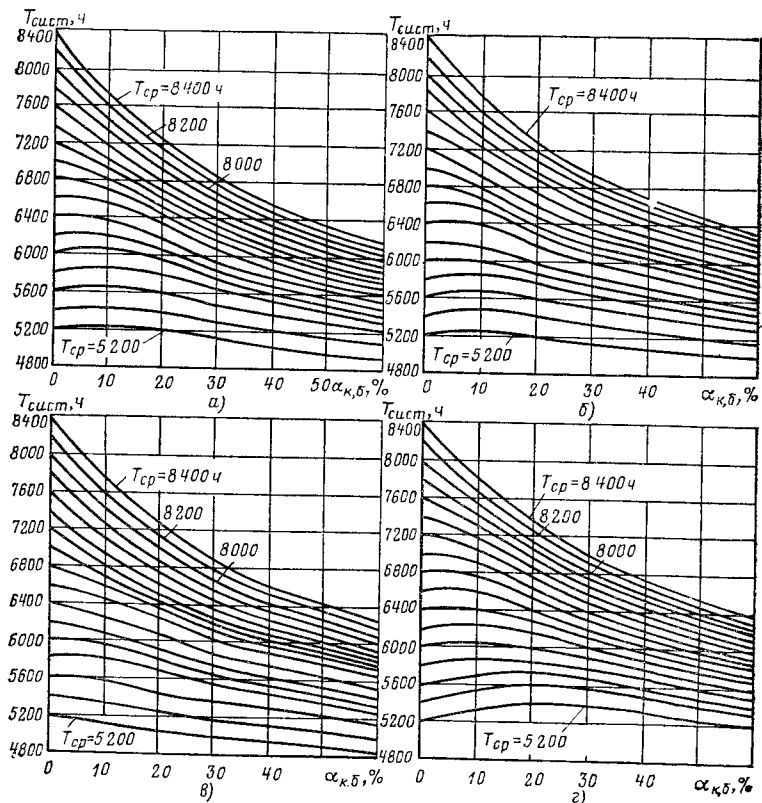


Рис. 2.7. Зависимость продолжительности использования максимальной нагрузки энергосистемы от удельного веса коммунально-бытового электропотребления:

а — крайний юг (южнее 45° северной широты); б — юг (51—45° северной широты); в — центр (58—51° северной широты); г — север (66—58° северной широты)

6. Определяется зимний статический максимум нагрузки средних за месяц рабочих суток, МВт:

$$P_{\text{максимн}} = W_{\text{год}} / T_{\text{сист}}, \quad (2.10)$$

где $W_{\text{год}}$ — общее потребление электроэнергии в системе за год, включая потери и собственные нужды электростанций, тыс. кВт·ч.

7. По рис. 2.8 в зависимости от $T_{\text{сист}}$ и района, в котором расположена система, определяются следующие показатели, характеризующие конфигурацию графиков: $\beta_{\text{сут}}^{\text{зимн}}$ — плотность зимнего суточного графика нагрузки; $\beta_{\text{сут}}^{\text{летн}}$ — плотность летнего суточного графика; $\beta_{\text{год}}$ — плотность годового графика; $\beta_{\text{нед}}$ — плотность недельного графика; $\alpha_{\text{летн}}^{\text{стат}}$ — коэффициент летнего снижения нагрузки по отношению к зимнему статическому максимуму.

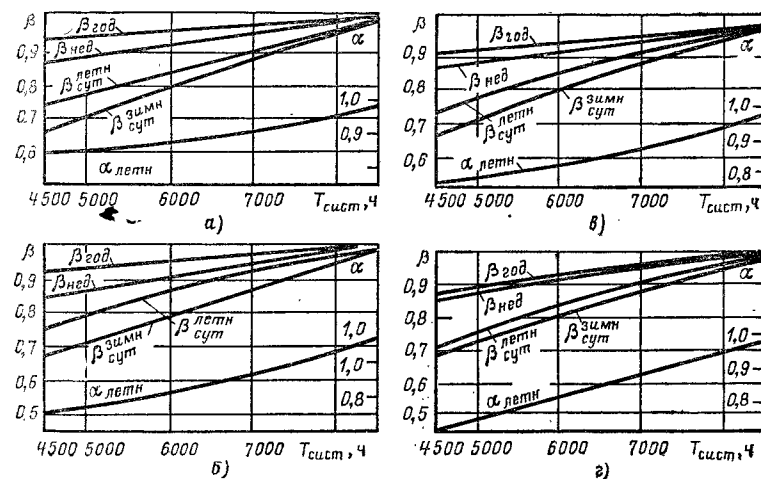


Рис. 2.8. Показатели графиков нагрузки энергосистемы:

а — крайний юг (южнее 45° северной широты); б — юг (51—45° северной широты); в — центр (58—51° северной широты); г — север (66—58° северной широты).

8. Максимальную нагрузку рабочего дня конца каждого месяца с учетом коэффициента роста вычисляют по следующей формуле:

$$P_t = \frac{2a}{k' + 1} + \frac{a|k' - 1|}{6|k' + 1|} t + b \cos [30t - 15], \quad (2.11)$$

где t — порядковый номер месяца (январь — 1, февраль — 2 и т. д.); a , b , k' — коэффициенты, определяемые ниже.

По (2.11) может определяться максимальная нагрузка рабочего дня для любого момента года, для чего вместо t подставляется время с начала года, выраженное в месяцах (например, конец апреля: $t=4$; середина сентября: $t=8,5$ и т. д.).

Для расчета по (2.11) необходимо предварительно вычислить коэффициенты a , b и k' :

$$a = \frac{P_{\max \text{зимн}} + P_{\max \text{летн}}}{2} = P_{\max \text{зимн}} \frac{1 + \alpha_{\text{летн}}}{2}; \quad (2.12)$$

$$b = \frac{P_{\max \text{зимн}} - P_{\max \text{летн}}}{2} = P_{\max \text{зимн}} \frac{1 - \alpha_{\text{летн}}}{2}; \quad (2.13)$$

$$k' = \frac{P_{\max \text{зимн}} \frac{2k_p}{k_p + 1} - b}{P_{\max \text{зимн}} \frac{2}{k_p + 1} - b}, \quad (2.14)$$

где k_p — коэффициент годового роста нагрузки, равный отношению максимальной нагрузки рассматриваемого года к нагрузке предыдущего года.

Если задан рост нагрузки за несколько лет, средний коэффициент годового роста определяется по формуле сложных процентов:

$$k_p = \sqrt[t_2 - t_1]{\frac{P_{t_2}}{P_{t_1}}}, \quad (2.15)$$

где P_{t_1} и P_{t_2} — максимальные нагрузки соответственно в годы t_1 и t_2 .

9. Годовой график месячных максимумов строится по (2.11); месячный максимум может быть в начале или в конце соответствующего месяца (нагрузка начала каждого месяца равна нагрузке конца предыдущего месяца).

10. Для построения суточных графиков нагрузки (лета и зимы) по табл. 2.13 в зависимости от значения $\beta_{\text{сут, зимн}}$ или $\beta_{\text{сут, летн}}$ вычисляются нагрузки каждого часа в относительных единицах: все полученные коэффициенты умножаются соответственно на максимальную нагрузку декабря или июня, подсчитанную по (2.11).

11. Расчетные графики характеризуют изменения нагрузки во времени, обусловленные регулярно действующими факторами (изменения естественной освещенности в зависимости от времени суток или года и географических координат района, режим работы потребителей в зависимости от особенностей технологического процесса, продолжительности и количества смен, сезонные изменения температуры наружного воздуха и т. п.).

На расчетные (регулярные) изменения нагрузки накладываются отклонения, вызванные влиянием случайных нерегулярно действующих факторов (колебания температуры и естественной освещенности, нарушения нормального режима работы потребителей и т. п.).

Нерегулярные отклонения нагрузки, равные необходимому нагрузочному резерву, ориентировочно подсчитываются по следующей формуле:

$$\Delta P_{\text{нерег}} = 0,01 P_{\max} + 1,26 \sqrt{P_{\max}}, \quad (2.16)$$

где P_{\max} — нагрузка, МВт.

Формула применима при нагрузках, превышающих 1000 МВт.

Таблица 2.13. Типовые суточные графики нагрузки энергосистемы в зависимости от $\beta_{\text{сут, зимн}}$ и $\beta_{\text{сут, летн}}$

Часы суток	Север (66—58° северной широты)				Центр (58—51° северной широты)			
	Зима		Лето		Зима		Лето	
0	2,04	$\beta_1 - 1,03$	1,86	$\beta_2 - 0,84$	1,98	$\beta_1 - 0,898$	1,85	$\beta_2 - 0,852$
1	2,28	$\beta_1 - 1,27$	2,05	$\beta_2 - 1,04$	2,05	$\beta_1 - 1,05$	2,02	$\beta_2 - 1,03$
2	2,3	$\beta_1 - 1,30$	2,15	$\beta_2 - 1,14$	2,1	$\beta_1 - 1,1$	2,22	$\beta_2 - 1,22$
3	2,3	$\beta_1 - 1,33$	2,25	$\beta_2 - 1,25$	2,17	$\beta_1 - 1,17$	2,3	$\beta_2 - 1,3$
4	2,3	$\beta_1 - 1,3$	2,34	$\beta_2 - 1,33$	2,17	$\beta_1 - 1,17$	2,3	$\beta_2 - 1,3$
5	2,34	$\beta_1 - 1,32$	2,19	$\beta_2 - 1,20$	2,1	$\beta_1 - 1,1$	2,3	$\beta_2 - 1,3$
6	2,36	$\beta_1 - 1,3$	2,06	$\beta_2 - 1,07$	1,93	$\beta_1 - 0,923$	2,2	$\beta_2 - 1,2$
7	1,55	$\beta_1 - 0,55$	1,5	$\beta_2 - 0,505$	1,35	$\beta_1 - 0,352$	1,6	$\beta_2 - 0,6$
8	0,845	$\beta_1 + 0,16$	0,85	$\beta_2 + 0,15$	0,705	$\beta_1 + 0,296$	0,952	$\beta_2 + 0,0403$
9	0,162	$\beta_1 + 0,834$	0,163	$\beta_2 + 0,84$	0,3	$\beta_1 + 0,702$	0,175	$\beta_2 + 0,702$
10	0,195	$\beta_1 + 0,798$	1,0	1,0	0,4	$\beta_1 + 0,6$	1,0	1,0
11	0,292	$\beta_1 + 0,682$	0,261	$\beta_2 + 0,742$	0,67	$\beta_1 + 0,324$	0,275	$\beta_2 + 0,725$
12	0,455	$\beta_1 + 0,505$	0,49	$\beta_2 + 0,508$	0,877	$\beta_1 + 0,123$	0,55	$\beta_2 + 0,45$
13	0,39	$\beta_1 + 0,575$	0,392	$\beta_2 + 0,611$	0,775	$\beta_1 + 0,225$	0,425	$\beta_2 + 0,575$
14	0,29	$\beta_1 + 0,697$	0,261	$\beta_2 + 0,742$	0,575	$\beta_1 + 0,425$	0,225	$\beta_2 + 0,775$
15	0,338	$\beta_1 + 0,641$	0,392	$\beta_2 + 0,666$	0,625	$\beta_1 + 0,374$	0,423	$\beta_2 + 0,577$
16	0,454	$\beta_1 + 0,53$	0,62	$\beta_2 + 0,38$	0,77	$\beta_1 + 0,231$	0,677	$\beta_2 + 0,324$
17	0,097	$\beta_1 + 0,904$	0,392	$\beta_2 + 0,606$	0,1	$\beta_1 + 0,9$	0,4	$\beta_2 + 0,6$
18	1,0	1,0	0,49	$\beta_2 + 0,508$	1,0	1,0	0,5	$\beta_2 + 0,5$
19	0,162	$\beta_1 + 0,839$	0,62	$\beta_2 + 0,38$	0,175	$\beta_1 + 0,825$	0,625	$\beta_2 + 0,375$
20	0,24	$\beta_1 + 0,742$	0,658	$\beta_2 + 0,313$	0,25	$\beta_1 + 0,75$	0,575	$\beta_2 + 0,425$
21	0,292	$\beta_1 + 0,707$	0,62	$\beta_2 + 0,39$	0,375	$\beta_1 + 0,625$	0,35	$\beta_2 + 0,51$
22	0,78	$\beta_1 + 0,22$	0,75	$\beta_2 + 0,26$	0,758	$\beta_1 + 0,242$	0,275	$\beta_2 + 0,725$
23	1,36	$\beta_1 + 0,36$	1,14	$\beta_2 + 0,125$	1,35	$\beta_1 + 0,352$	0,952	$\beta_2 + 0,047$

Часы суток	Юг (51—45° северной широты)				Крайний юг (южнее 45° северной широты)			
	Зима		Лето		Зима		Лето	
0	1,72	$\beta_1 - 0,715$	2,25	$\beta_2 - 1,18$	1,78	$\beta_1 - 0,78$	1,97	$\beta_2 - 0,93$
1	1,95	$\beta_1 - 0,93$	2,21	$\beta_2 - 1,19$	1,94	$\beta_1 - 0,94$	2,2	$\beta_2 - 1,16$
2	2,0	$\beta_1 - 0,983$	2,39	$\beta_2 - 1,36$	2,01	$\beta_1 - 1,02$	2,3	$\beta_2 - 1,27$
3	2,04	$\beta_1 - 1,02$	2,39	$\beta_2 - 1,37$	2,13	$\beta_1 - 1,13$	2,33	$\beta_2 - 1,3$
4	2,04	$\beta_1 - 1,02$	2,39	$\beta_2 - 1,36$	2,13	$\beta_1 - 1,13$	2,33	$\beta_2 - 1,3$
5	2,0	$\beta_1 - 0,978$	2,39	$\beta_2 - 1,36$	2,0	$\beta_1 - 1,0$	2,27	$\beta_2 - 1,24$
6	1,76	$\beta_1 - 0,748$	2,12	$\beta_2 - 1,11$	1,83	$\beta_1 - 0,893$	2,3	$\beta_2 - 1,27$
7	1,33	$\beta_1 - 0,31$	1,49	$\beta_2 - 0,485$	1,28	$\beta_1 - 0,275$	1,6	$\beta_2 - 0,6$
8	0,666	$\beta_1 + 0,325$	0,856	$\beta_2 + 0,141$	0,67	$\beta_1 + 0,325$	0,865	$\beta_2 + 0,117$
9	0,523	$\beta_1 + 0,467$	0,45	$\beta_2 + 0,55$	0,476	$\beta_1 + 0,524$	0,267	$\beta_2 + 0,716$
10	0,467	$\beta_1 + 0,50$	0,45	$\beta_2 + 0,57$	0,526	$\beta_1 + 0,474$	0,133	$\beta_2 + 0,854$
11	0,713	$\beta_1 + 0,275$	0,36	$\beta_2 + 0,632$	0,71	$\beta_1 + 0,291$	0,3	$\beta_2 + 0,680$
12	0,761	$\beta_1 + 0,202$	0,56	$\beta_2 + 0,448$	0,953	$\beta_1 + 0,047$	0,566	$\beta_2 + 0,417$
13	0,761	$\beta_1 + 0,222$	0,45	$\beta_2 + 0,54$	0,827	$\beta_1 + 0,173$	0,433	$\beta_2 + 0,541$

Продолжение табл. 2.1

Часы суток	Юг (51—45° северной широты)		Крайний юг (южнее 45° северной широты)	
	Зима	Лето	Зима	Лето
14	0,571 $\beta_1 + 0,399$	0,406 $\beta_2 + 0,596$	0,7 $\beta_1 + 0,3$	0,333 $\beta_2 + 0,65$
15	0,666 $\beta_1 + 0,305$	0,45 $\beta_2 + 0,54$	0,775 $\beta_1 + 0,255$	0,433 $\beta_2 + 0,54$
16	0,666 $\beta_1 + 0,285$	0,54 $\beta_2 + 0,438$	β_1	0,633 $\beta_2 + 0,34$
17	0,381 $\beta_1 + 0,606$	0,315 $\beta_2 + 0,658$	0,529 $\beta_1 + 0,471$	0,433 $\beta_2 + 0,55$
18	1,0	0,36 $\beta_2 + 0,612$	0,16 $\beta_1 + 0,84$	0,467 $\beta_2 + 0,51$
19	0,142 $\beta_1 + 0,861$	0,45 $\beta_2 + 0,525$	1,0	0,5 $\beta_2 + 0,48$
20	0,285 $\beta_1 + 0,725$	0,36 $\beta_2 + 0,622$	0,15 $\beta_1 + 0,85$	0,4 $\beta_2 + 0,59$
21	0,333 $\beta_1 + 0,664$	0,09 $\beta_2 + 0,908$	0,25 $\beta_1 + 0,75$	1,0
22	0,762 $\beta_1 + 0,252$	1,0	0,606 $\beta_1 + 0,394$	0,1 $\beta_2 + 0,9$
23	1,24 $\beta_1 + 0,225$	0,36 $\beta_2 + 0,602$	1,15 $\beta_1 - 0,15$	0,965 $\beta_2 + 0,047$

* В таблице обозначено β_1 .

** В таблице обозначено β_2 .

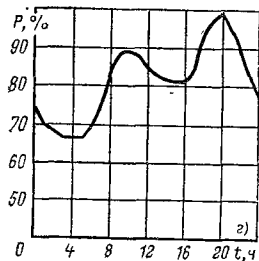
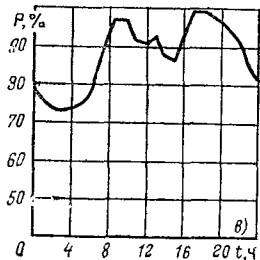
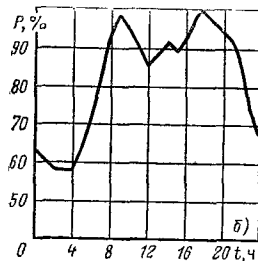
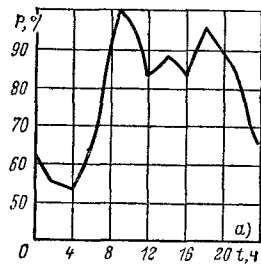


Рис. 2.9. Суточные графики электрической нагрузки за декабрь (средние за рабочие дни в середине недели) по четырем энергообъединениям: а — с утренним максимумом; б, в — с одинаковым утренним и вечерним максимумом; г — с вечерним максимумом

Следует учесть, что, поскольку значение и структура потребления электроэнергии и электрические нагрузки носят вероятностный характер, расчетные (прогнозируемые) графики отличаются от фактических.

Влияние случайных факторов в небольших энергосистемах и узлах сказывается в большей степени, чем в крупных системах, объединяющих большое число разнообразных потребителей. В связи с этим расчетные графики нагрузок крупных энергосистем и объединений меньше отклоняются от реальных, чем графики небольших систем и энергоузлов.

При прогнозировании графиков нагрузки необходимо иметь в виду, что в некоторых энергосистемах наблюдается тенденция к относительному увеличению утреннего максимума вплоть до его превышения над вечерним. Это обусловлено более интенсивным ростом загрузки дневных смен производственных потребителей в сравнении с вечерними. Примеры фактических графиков (средних за рабочие дни в середине декабря) нескольких энергообъединений приведены на рис. 2.9. Для энергосистем, по которым отчетные графики нагрузок за зимние сутки имеют устойчивый утренний максимум, рекомендуется форму перспективных графиков определять упомянутыми выше более точными методами, поскольку метод обобщенных характеристик может в таких случаях дать значительные искажения.

2.7. ХАРАКТЕРНЫЕ СУТОЧНЫЕ ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЙ РАЗЛИЧНЫХ ОТРАСЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

При решении вопросов развития распределительной сети, сети внешнего электроснабжения промпредприятий, а также при выполнении электрических расчетов сетей в характерных режимах требуются данные о графиках электрических нагрузок предприятий различных отраслей промышленности.

На рис. 2.10 приведены характерные суточные графики активной и реактивной нагрузок предприятий различных отраслей промышленности.

2.8. МАКСИМАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ОТДЕЛЬНЫХ ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

При решении вопросов развития распределительной сети нет необходимости в построении графика нагрузки; достаточно данных о максимальных нагрузках потребителей P_{max} . Подсчет максимальной электрической нагрузки потребителя производится на основании данных о его суммарном годовом электропотреблении $W_{год}$ и продолжительности использования максимальной нагрузки T_{max} :

$$P_{max} = W_{год} / T_{max} \quad (2.17)$$

Следует пользоваться усредненными данными о продолжительности использования максимальных нагрузок промышленных предприятий, приведенными в табл. 2.14. (Данные табл. 2.12 предназначены для построения графиков нагрузки.)

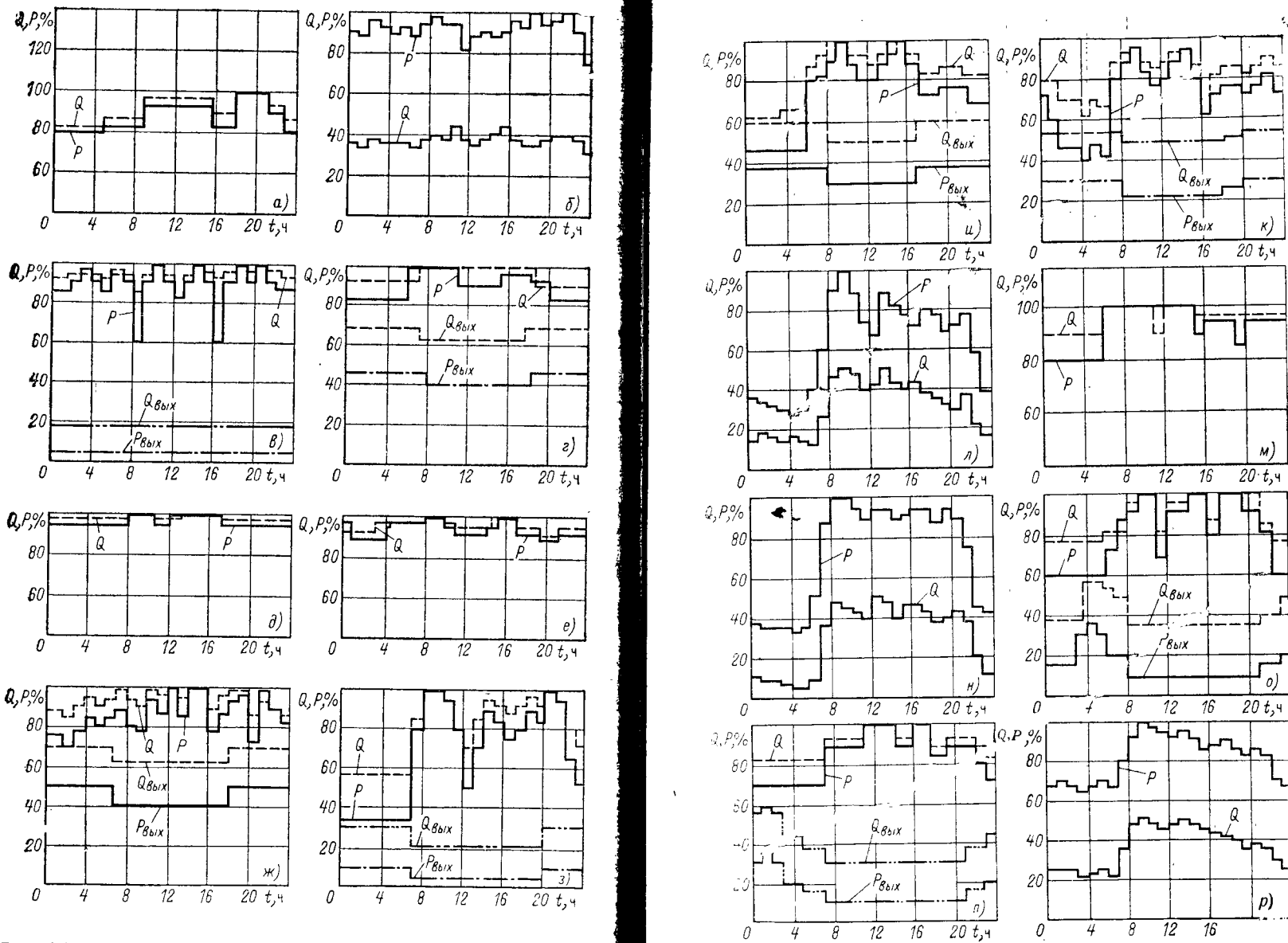


Рис. 2.10. Характерные суточные графики электрических нагрузок
 а — угледобычи; б — нефтепереработки; в — торфоразработки; г — черной
 металлургии; д — ремонтно-механических заводов; е — станкостроительных; ж —
 машиностроительной промышленности; з — легкой промышленности; и — текстильной
 промышленности; л — легкой промышленности; о — прядильно-ткацкой
 промышленности; р, Q — активная и реактивная нагрузки рабочего дня; P_{вых}, Q_{вых} —
 активная и реактивная нагрузки выходного дня

Предприятия различных отраслей промышленности:

металлургии; д — цветной металлургии; е — химии; ж — тяжелого машино-
 строительного; л — деревообрабатывающей промышленности; м — целлюлозно-
 бумажной промышленности; н — печатных и отделочных фабрик; р — пищевой промыш-
 ленности; Q_{вых}, P_{вых} — активная и реактивная нагрузки выходного дня

Таблица 2.14. Средние значения продолжительности использования максимума нагрузки в промышленности T_{max}

Потребитель	T_{max} , ч/год
<i>По сменности</i>	
Односменные	2000—3000
Двухсменные	3000—4500
Трехсменные	4500—8000
<i>По отраслям промышленности</i>	
Топливная промышленность:	
угледобыча:	
закрытая	3500—4200
открытая	4500—5000
нефтедобыча	7000—7500
нефтепереработка	6000—8000
торфоразработка	2000—2500
Металлургия:	
черная (в среднем)	6500
доменное производство	5000
мартеновское	7000
ферросплавное	5800
коксохимическое	6500
цветная	7000—7500
Горнорудная промышленность	5000
Химия (в среднем)	6200—8000
В том числе:	
анилиноокрасочный завод	7000
завод азотных удобрений	7500—8000
завод синтетических волокон	7000—8000
Машиностроение и металлообработка:	
завод тяжелого машиностроения	3800—4000
станкостроительный завод	4300—4500
инструментальный завод	4000—4200
шарикоподшипниковый завод	5000—5300
автотракторный завод	5000
завод подъемно-транспортного оборудования	3300—3500
завод сельхозмашин	5000—5300
авторемонтный завод	3500—4000
паровозовагоноремонтный завод	3500—4000
приборостроительный завод	3000—3200
завод электротехнического оборудования	4300—4500
металлообрабатывающий завод	4300—4400
Целлюлозно-бумажная промышленность	5500—6000
Деревообрабатывающая и лесная промышленность	2500—3000

Потребители	T_{max} , ч/год
Легкая промышленность:	
обувная	3000
текстильная	4500
Пищевая промышленность:	
холодильник	4000
маслоконсервный завод	7000
молокозавод	4800
мясокомбинат	3500—3800
хлебозавод	5000
кондитерская фабрика	4500
Производство стройматериалов	7000

Данные о продолжительности использования максимума нагрузки быта и сферы обслуживания приведены ниже.

Удельное потребление электроэнергии, кВт·ч/жителя	T_{max} , ч/год
75	1350—1450
150	2050—2100
300	2300—2400
450	2500—2600
600	2700—2800
750	2900—3000
900	3050—3200
1050	3250—3400

Среднее значение продолжительности использования максимума нагрузки водопровода и канализации составляет 5000 ч/год.

Максимальные расчетные нагрузки электротяги P_{max} , используемые для составления баланса мощности и выполнения электрических расчетов сети внешнего электроснабжения электрифицируемой железной дороги, определяются по среднесуточным тяговым нагрузкам за месяц интенсивного движения $P_{ср,инт}$ по формуле

$$P_{max} = kP_{ср,инт}, \quad (2.18)$$

где k — коэффициент, зависящий от длины участка и степени использования пропускной способности дороги. Значения k для двухпутных и однопутных дорог приведены на рис. 2.11.

Степень использования пропускной способности дороги, а также значения среднесуточных тяговых нагрузок за месяц интенсивного движения определяет специализированная организация, проектирующая электрификацию железнодорожного участка.

При отсутствии указанных данных для ориентировочных расчетов максимальная расчетная нагрузка электротяги P_{max} может быть определена по формуле

$$P_{max} = A_{год}/T_{max} \quad (2.19)$$

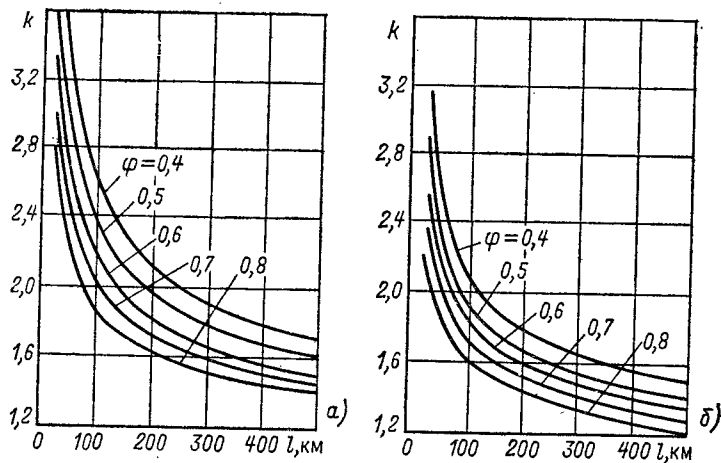


Рис. 2.11. Кривые для определения коэффициента максимума тяговой нагрузки k :

а — для однопутных участков; *б* — для двухпутных участков; *l* — длина участка железной дороги; φ — степень использования пропускной способности дороги

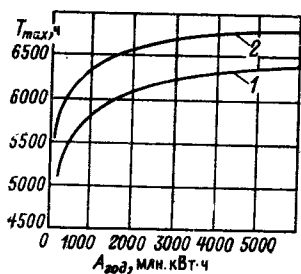


Рис. 2.12. Продолжительность использования максимума нагрузки электрифицированных железных дорог:

1 — дороги I типа (Центра, Северо-Запада, Поволжья, Урала и Сибири); 2 — дороги II типа (Юга, Юго-Запада, Кавказа, с превышением летних перевозок)

где T_{max} — расчетная продолжительность использования максимума нагрузки электротяги; $A_{год}$ — годовое электропотребление. Значения T_{max} в зависимости от $A_{год}$ приведены на рис. 2.12.

Максимальная расчетная нагрузка компрессорных станций газопроводов и перекачивающих станций нефтепроводов определяется по (2.19) при $T_{max} = 7000 \div 7500$ ч.

2.9. РАСЧЕТНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ПОДСТАНЦИЙ

При проектировании схем развития распределительных сетей энергосистем определяются перспективные электрические нагрузки подстанций. Для выбора мощности трансформаторов подсчитывается мак-

симальная электрическая нагрузка подстанции. Для выполнения расчетов потокораспределения в сетях подсчитывается нагрузка каждой подстанции в период прохождения максимума нагрузки энергосистемы.

Для подсчета нагрузок подстанций энергосистемы или сетевого района все потребители подразделяются на две группы: концентрированные, перспективные потребители, которые не ниже определенного минимума, и остальные потребители, которые рассматриваются как распределенная нагрузка. К концентрированным потребителям относятся крупные промышленные и сельскохозяйственные предприятия (комплексы на промышленной основе и др.), тяговые подстанции электрифицированных железных дорог, насосные и компрессорные станции нефте- и газопроводов и др. К распределенной нагрузке относятся остальные промышленные предприятия и сельскохозяйственное производство, коммунально-бытовая нагрузка городов и сельских населенных мест. Граничную минимальную нагрузку для отнесения потребителя к концентрированному принимают такой, чтобы в группу распределенной нагрузки не попали потребители, существенно влияющие на суммарную нагрузку подстанции. В городах и промузлах к концентрированным могут быть отнесены потребители с нагрузкой 3—5 МВт и более, в сельской местности — 1—2 МВт и более.

Методика расчета нагрузок подстанций основана на сочетании двух способов: прямого счета для концентрированных потребителей и статистического подхода при определении распределенной нагрузки. Концентрированные потребители, по которым может быть получена и проанализирована конкретная информация об их предшествующем развитии и существующем состоянии (для действующих потребителей), а также о планируемом росте (по данным плановых органов, ведомственных проектных институтов и др.), учитываются индивидуально и распределяются по соответствующим подстанциям. Для распределенной нагрузки определяется коэффициент роста за предшествующий период по системе в целом (по отчетным данным). Этот коэффициент корректируется на проектный период пропорционально изменению темпов роста электропотребления по энергосистеме на соответствующие этапы. Экстраполированная с учетом этого коэффициента распределенная нагрузка каждой подстанции суммируется с концентрированной (с применением режимных коэффициентов), и суммарная нагрузка всех подстанций сопоставляется с ранее прогнозированной максимальной нагрузкой системы (контрольный уровень). В случае несовпадения проводится соответствующая корректировка (в первую очередь — концентрированных потребителей).

Полученные таким образом предварительные перспективные нагрузки существующих подстанций перераспределяются с учетом появления к расчетному этапу вновь сооружаемых подстанций.

На основе данного алгоритма разработаны программы расчетов нагрузок подстанций с использованием ЭВМ.

При расчете нагрузок подстанций используются следующие режимные коэффициенты. Для определения максимальной электрической нагрузки подстанции применяется коэффициент разнообразности максимумов $k_{p,m}$ (именуемый также коэффициентом несовпадения максимумов нагрузки потребителей или коэффициентом одновременности). Для определения нагрузки подстанции в период прохождения максимума нагрузки энергосистемы применяются коэффициенты попадания в максимум энергосистемы k_m . Ориентировочные значения режимных

коэффициентов приведены ниже:

	$k_{p,m}$
Шины:	
6—10 кВ	0,6—0,8
35 кВ	0,8—0,85
110 кВ	0,9—0,95
k_M	
Осветительно-бытовая нагрузка	1,0
Промпредприятия:	
трехсменные	0,85
двухсменные	0,7—0,75
односменные	0,1—0,15
Электрифицированный транспорт	1,0
Сельскохозяйственное производство	0,7—0,75

Для определения ориентировочного значения k_M предприятий различных отраслей промышленности можно также воспользоваться их характерными суточными графиками, приведенными на рис. 2.10.

Подсчитанная с помощью k_M нагрузка подстанции, участвующая в максимуме энергосистемы, не может превышать максимальную нагрузку данной подстанции, определенную с помощью $k_{p,m}$.

РАЗДЕЛ ТРЕТИЙ

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

3.1. ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В современных энергосистемах используются различные типы электростанций, отличающиеся видом используемых энергоресурсов и типом первичного двигателя.

Классификация и сокращенные обозначения основных типов электростанций приведены ниже.

- По типу используемых энергоресурсов:
 - на органическом топливе (ТЭС);
 - на ядерном горючем (АЭС);
 - на тепле подземных вод земли (ГеоТЭС);
 - на солнечной энергии (СЭС);
 - гидравлические (ГЭС).
- По типу первичного двигателя:
 - конденсационные (КЭС, АКЭС);
 - теплофикационные (ТЭЦ, АТЭЦ);
 - магнитогидродинамические (МГДЭС);
 - газотурбинные (ГТЭС);
 - парогазовые (ПГУ);
 - дизельные (ДЭС).

Также проектируются и сооружаются пиковые гидроаккумулирующие (ГАЭС) и воздухоаккумулирующие газотурбинные (ВАГТЭС) электростанции, атомные электростанции с тепловым аккумулярованием.

Конденсационные электростанции на органическом топливе в настоящее время обеспечивают основную долю производства электроэнергии (свыше 45 %) в энергосистемах СССР.

На современных КЭС используются энергоблоки мощностью 150 и 200 МВт с параметрами пара 13 МПа, 565 °С и мощностью 300, 500 и 800 МВт с параметрами пара 24 МПа, 540 °С. Изготовлен головной энергоблок 1200 МВт, 24 МПа, 540 °С.

Проектная мощность конденсационных электростанций с энергоблоками 300—800 МВт в европейской части СССР достигает 2400—3500 МВт, с блоками 500 МВт в Казахстане — 4000 МВт, с блоками 800 МВт в Сибири — 6400 МВт. При шести—восьми блоках технико-экономические показатели базисной КЭС характеризуются следующими ориентировочными данными:

Параметры пара	Вид топлива	Удельные капиталовложения, руб/кВт	Удельный расход условного топлива, г/(кВт·ч)
13 МПа, 565 °С	Газ — мазут	160—170	325—335
	Каменный уголь	180—190	335—345
24 МПа, 540 °С	Газ — мазут	150—180	315—320
	Каменный уголь	170—200	325—335
	Экибастузский, канско-ачинский уголь	200—220	325—335

Наряду с блочным оборудованием на действующих конденсационных электростанциях продолжает эксплуатироваться значительное количество неблочного оборудования с параметрами пара 9 МПа, 500—535 °С с агрегатами единичной мощностью от 25 до 100 МВт, а также небольшое число мелких агрегатов с параметрами пара 3,5 МПа, 400—435 °С и ниже. Удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии по этой группе оборудования колеблются от 400 до 600 г/(кВт·ч). Указанное малозакономичное неблочное оборудование подлежит демонтажу. Что касается энергоблоков КЭС на 13 и 24 МПа, прежде всего мощностью 200 и 300 МВт, то они, как правило, должны сохраняться в работе с осуществлением по мере необходимости их модернизации путем замены отдельных узлов и элементов.

Действующее оборудование конденсационных электростанций ориентировано на базисный режим работы с ограниченными возможностями регулирования нагрузки в суточном и недельном разрезах. В связи с этим в настоящее время ведется разработка малогабаритных энергоблоков типа МГ-210 мощностью 210 МВт на параметры пара 13 МПа, 540 °С на твердом топливе, предназначенных для работы в полупиковом режиме с возможностью ежесуточных остановов на ночь. В тех случаях, когда существует техническая возможность, эти энергоблоки будут устанавливаться на конденсационных электростанциях вместо демонтируемого оборудования 9—13 МПа. Ведется также разработка оборудования для более крупных полупиковых энергоблоков мощностью 500 МВт на сланцах, предназначенных для использования в годовом разрезе 2000—4000 ч. В перспективе намечается создание аналогичных энергоблоков на кузнецком угле.

Выбор районов размещения КЭС на органическом топливе определяется сравнительной экономичностью транспорта топлива и передачи электроэнергии. В пределах выбранного района пункт строительства определяется наличием подходящих площадок (для мощных КЭС — около 200—400 га), транспортных связей, условиями технического во-

доснабжения и санитарными нормами, ограничивающими загрязнение воздушного бассейна вблизи населенных пунктов и изменение температурного режима естественных водоемов. При сернистом топливе условия загрязнения воздушного бассейна сернистым ангидридом могут существенно ограничить предельную мощность КЭС в данном пункте.

Выбор единичной мощности агрегатов КЭС в общем случае должен осуществляться на основе технико-экономических расчетов с учетом того, что увеличение единичной мощности агрегатов снижает удельные затраты на 1 кВт вводимой мощности, и в то же время при этом возрастают затраты на создание резерва мощности в энергосистеме. На электростанциях, сооружаемых в объединенных энергосистемах в составе ЕЭС СССР, допустима установка агрегатов максимальной единичной мощности, определяемой возможностями энергомашиностроения на соответствующих этапах развития энергетики.

Теплоэлектроцентрали предназначаются для комбинированной выработки теплоты и электроэнергии. Размещение, мощность, состав и количество агрегатов ТЭЦ определяются параметрами присоединяемых к ней тепловых нагрузок.

При современной концентрации тепловых нагрузок и среднем радиусе действия ТЭЦ 1—2 км по технологическому пару и 5—8 км по горячей воде для отопления и вентиляции мощность ТЭЦ, как правило, не превышает 300—500 МВт. Для теплоснабжения крупных городов (Москва, Ленинград) целесообразно значительно увеличить дальность передачи теплоты с соответствующим увеличением мощностей ТЭЦ до 1000—1500 МВт.

Таблица 3.1. Турбины с регулируемым отбором пара и противодавлением

Тип турбины	Мощность, МВт		Начальная температура пара, °С	Отпуск пара из регулируемого отбора или противодавления	
	номинальная	максимальная		на производство, т/ч	на теплофикацию, ГДж/ч
T-50/60-130	50	60	555	—	398
T-100/120-130	100—110	120	555	—	733
T-175/210-130	175—180	210	555	—	1130
T-250/300-240	250	300	540	—	1380
ПТ-50/60-130	50	60	555	118	168
ПТ-60/75-130	60	75	555	140	250
ПТ-80/100-130	80	100	555	185	285
ПТ-135/165-130	135	165	555	320	460
P-50-130/13	50	60	555	370	—
P-100-130/15	100	107	555	760	—

На ТЭЦ устанавливаются турбины с отборами пара и конденсацией (типов Т и ПТ) и с противодавлением (Р) (табл. 3.1); наиболее распространенными в современных энергосистемах являются агрегаты мощностью 50 МВт и выше. Турбины типов Т и ПТ при неполной нагрузке отборов могут работать по электрическому графику, развивая в случае необходимости номинальную электрическую мощность; мощность турбин с противодавлением определяется их тепловой нагрузкой.

Обеспечение теплофикации осуществляется также за счет реконструкции на действующих электростанциях конденсационных турбин, в том числе мощностью 100, 150 и 200 МВт, с переводом их в теплофикационный режим.

Из сравнения технико-экономических показателей характерных ТЭЦ и КЭС (табл. 3.2) следует, что ТЭЦ характеризуется большими удельными капиталовложениями, чем КЭС, но значительно меньшим удельным расходом топлива (при работе по тепловому графику).

Поскольку удельные капиталовложения на ТЭЦ падают с увеличением ее мощности, экономическая эффективность сооружения ТЭЦ по сравнению с осуществлением раздельной схемы электроснабжения (теплоснабжение от крупных котельных с получением электроэнергии от КЭС) увеличивается с увеличением тепловой нагрузки узла. При тепловых нагрузках, соответствующих мощностям ТЭЦ менее 200—300 МВт, сооружение в крупных энергосистемах ТЭЦ с теплофикационными турбинами, как правило, экономически не оправдывается.

На атомных паротурбинных конденсационных электростанциях в качестве источника энергии используются атомные реакторы. Основными видами применяющихся в СССР энергетических реакторов на тепловых нейтронах (табл. 3.3) являются водографитовые реакторы канального типа (РБМК) с получением пара в каналах реактора и водяные реакторы корпусного типа (ВВЭР) с водой под давлением в металлическом корпусе.

В качестве горючего в указанных реакторах используются тепло выделяющие элементы (ТВЭЛ) из природного или слабообогатщенного урана, в качестве замедлителя — графит или обычная вода, а в качестве теплоносителя — вода.

На АЭС с водо-водяными реакторами применяются двухконтурные схемы, в которых нагревая вода (или пар) из активной зоны реактора поступает в парогенераторы, где она отдает свое тепло воде второго контура для ее нагрева и испарения, а в отдельных установках — и для перегрева. Пар второго контура поступает в турбину, а конденсат возвращается в парогенератор. На АЭС с канальными реакторами применяются двухконтурные и одноконтурные схемы, в которых образующийся в реакторе пар непосредственно поступает в турбины.

В настоящее время проектируются АЭС с четырьмя—шести блоками мощностью 1000—1500 МВт.

В блоках РБМК-1000 и ВВЭР-1000 устанавливается по два турбоагрегата мощностью по 500 МВт на 3000 и 1500 об/мин. На ряде строящихся АЭС предполагается ввод энергоблока ВВЭР-1000 с одним турбоагрегатом 1000 МВт на 1500 об/мин. На головном энергоблоке ВВЭР-1500 Игналнской АЭС установлены два турбоагрегата по 750 МВт на 3000 об/мин.

В связи с малым количеством используемого топлива АЭС целесообразно размещать с максимальным приближением к центрам потребления электроэнергии. Основным ограничивающим фактором при выборе района размещения АЭС является возможность обеспечения технического водоснабжения станции, поскольку из-за более низких начальных параметров пара требуемое количество циркуляционной воды для охлаждения турбин у АЭС значительно больше, чем у современных топливных КЭС такой же мощности. Удельная стоимость строительства АЭС примерно в 1,8—2,0 раза выше, чем удельная стоимость сооружения современных крупных КЭС на твердом органическом топливе, тогда как себестоимость производства электроэнергии на АЭС существенно ниже, чем на КЭС.

Таблица 3.2. Технико-экономические показатели некоторых ТЭЦ

Установленная мощность, МВт	Турбоагрегаты		Котлоагрегаты		Максимально возможный отпуск теплоты, ГДж (Гкал/ч)	Вид топлива	Удельные капиталоложения, руб/кВт	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г/(кВт·ч)	
	Тип	Количество	Производительность, т/ч	Количество				по тепловому графику	по конденсационному режиму
200	ПТ-60/75-130	2	420	4	1800 (434)	Каменный уголь	355	167—193	368—405
	Р-50-130	1				Газ, мазут	295	162—187	358—392
270	ПТ-60/75-130	2	420	4	1950 (470)	Каменный уголь	295	176—228	366—415
	Т-50/60-130	2				Газ, мазут	230	171—221	355—403
460	ПТ-80/100-130	1	420	5	5050 (1215)	Твердое топливо	250	176—216	357—406
	Т-110/120-130	3	750 (180)*	3		Газ, мазут	220	171—209	347—395
520	ПТ-80/100-130	1	420	5	5800 (1400)	Твердое топливо	235	176—193	314—404
	Т-175/210-130	2	750 (180)*	4		Газ, мазут	210	171—187	304—392
570	Т-110/120-130	2	420	6	5100 (1220)	Твердое топливо	225	186—216	324—406
	ПТ-135/165-130	2	750 (180)*	3		Газ, мазут	200	181—209	315—395
600	Т-110/120-130	5	420	6	7400 (1775)	Твердое топливо	225	196—216	357—406
			750 (180)*	5		Газ, мазут	200	190—209	347—395
670	ПТ-135/165-130	2	420	8	6050 (1450)	Твердое топливо	235	150—216	324—406
	Р-100-130	1	750 (180)*	3		Газ, мазут	205	146—209	315—395
840	Т-175/210-130	4	420	8	8900 (2140)	Твердое топливо	225	185	314
			750 (180)*	6		Газ, мазут	195	180	305
1140	Т-110/120-130	2	420	3	11 600 (2780)	Твердое топливо	215	180—216	286—405
	Т-250/300-240	3	1000	3		Газ, мазут	195	175—209	278—395
1200	Т-250/300-240		750 (180)*	8					
		4	1000	4	11 500 (2760)	Твердое топливо	205	180	286
			750 (180)*	8		Газ, мазут	190	175	278

* Производительность, ГДж/ч (Гкал/ч).

Примечания: 1. Приведенные значения удельных расходов топлива охватывают диапазоны возможного изменения удельных расходов соответствующих типов турбин, установленных на ТЭЦ.
2. Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты может быть принят равным 170 кг/Гкал.

Таблица 3.3. Основные характеристики некоторых действующих энергетических реакторов на тепловых нейтронах

Тип реактора	Электрическая мощность, МВт	Количество и мощность турбоагрегатов на блок, МВт	Давление пара перед турбиной, МПа
ВВЭР-440, водо-водяной	440	2×220	4,4
ВВЭР-1000, водо-водяной	1000	2×500; 1×1000	6,0
РБМК-1000, водографитовый канальный	1000	2×500	6,1—6,5
РБМК-1500, водографитовый канальный	1500	2×750	6,1—6,5

С точки зрения обеспечения атомной энергетики ядерным горючим весьма перспективным является применение реакторов-размножителей (бридеров) на быстрых нейтронах. Сооружение первого промышленного реактора этого типа на высокообогащенном уране с жидким натриевым теплоносителем осуществлено на Шевченковской АЭС, где вырабатываемая этим реактором теплота используется для производства электроэнергии и в установке для опреснения морской воды. Дальнейшим развитием этого типа реакторов является реактор БН-600 мощностью 600 МВт, введенный в эксплуатацию на Белоярской АЭС.

Кроме производства электроэнергии применение ядерного горючего возможно и целесообразно для централизованного теплоснабжения, которое может осуществляться путем сооружения атомных теплоэлектроцентралей (АТЭЦ), использования нерегулируемых отборов пара от конденсационных паровых турбин АЭС и, наконец, путем создания атомных станций теплоснабжения (АСТ).

Первые АТЭЦ проектируются электрической мощностью 2000 МВт из двух энергоблоков с реакторами ВВЭР-1000 и двух теплофикационных турбин в каждом блоке ТК-500-60/3000 мощностью в конденсационном режиме по 500 МВт. В теплофикационном режиме каждый турбоагрегат обеспечивает максимальную тепловую нагрузку свыше 1900 ГДж/ч при снижении электрической мощности до 450 МВт.

При использовании нерегулируемых отборов пара конденсационных турбин АЭС мощностью 4000 МВт с реакторами ВВЭР-1000 может обеспечить тепловую нагрузку 1340—1680 ГДж/ч, а с реакторами РБМК-1000 — до 2500 ГДж/ч.

Мощность запроектированных АСТ в составе двух реакторов с водой под давлением составляет 3600 ГДж/ч. В АСТ используются специальные мероприятия по повышению радиационной безопасности, что позволяет размещать их на значительно меньшем удалении от городов по сравнению с АТЭЦ или АЭС.

Газотурбинные электростанции обладают высокими маневренными качествами (время пуска из холодного состояния составляет 30—40 мин), низкими удельными капиталовложениями (80—120 руб/(кВт) и относительно высоким удельным расходом топлива [0,45—0,55 кг/(кВт·ч)].

В основном ГТЭС предназначаются для работы в пиковой части графика нагрузки (с числом часов использования установленной

мощности 500—1000 в год) и несения резервных функций. Основным типом газотурбинных агрегатов в настоящее время являются установки ГТ-100-750-2 мощностью 100 МВт. Изготовлен головной образец газовой турбины мощностью 150 МВт, которая будет серийно выпускаться в ближайшей перспективе. Установка газотурбинных агрегатов осуществляется в центрах нагрузок, как правило, на территории действующих тепловых электростанций.

Перспективным направлением является создание газотурбинных электростанций с подземными воздухоаккумуляторами (ВАГТЭС). Разделение процессов сжатия воздуха с помощью компрессоров и его использования в газовой турбине при сжигании жидкого или газообразного топлива позволяет при одном и том же расходе газотурбинного топлива в 3 раза увеличить мощность установки. В настоящее время начаты проектные проработки по созданию ликовой ВАГТЭС мощностью 1000 МВт, на которой предполагается установка трех газовых турбин мощностью по 348 МВт и трех компрессорных групп мощностью по 236 МВт. Суточное число использования установки в турбинном режиме может колебаться от 2,5 до 7 ч, при этом капиталовложения на 1 кВт установленной мощности оцениваются в 140—170 руб.

Газовые турбины могут применяться также в комбинации с паровыми, образуя парогазовые установки, обладающие более высоким КПД, чем паротурбинные и газотурбинные установки в отдельности. Применяются два типа ПГУ: со сбросом уходящих газов газовой турбины в паровой котел и с высоконапорным парогенератором (ВПГ), пар из которого поступает в паровую турбину, а уходящие газы — в газовую турбину. Возможно также использование уходящих газов ГТЭС для целей теплоснабжения.

В настоящее время на Сургутской ГРЭС-1 и Молдавской ГРЭС установлены парогазовые установки мощностью 250 МВт, включающие паровые турбины К-210-130 и газовые турбины мощностью 40 МВт. На первой из указанных станций используется схема ПГУ с высоконапорным парогенератором, на второй — со сбросом газов в топку парового котла. Обе установки работают на жидком и газообразном топливе. Ведутся работы по созданию перспективных ПГУ со сбросом газов в котел при сжигании в нем твердого топлива.

В магнитогиродинамических электростанциях используется принцип образования тока при прохождении движущегося проводника через магнитное поле. В качестве рабочего тела используется низкотемпературная плазма (около 2700 °С), образующаяся при сгорании органического топлива и подаче в камеру сгорания специальных ионизирующих присадок. Рабочее тело, проходящее через сверхпроводящую магнитную систему, создает постоянный ток, который с помощью инверторных преобразователей превращается в переменный. Рабочее тело после прохождения через магнитную систему поступает в паротурбинную часть электростанции, состоящую из парогенератора и обычной конденсационной паровой турбины. В настоящее время на Рязанской ГРЭС сооружается головной МГД-энергоблок 500 МВт, включающий МГД-генератор мощностью около 300 МВт и паротурбинную часть мощностью 315 МВт с турбиной К-300-240. При установленной мощности свыше 610 МВт выдана мощность МГД-энергоблока в систему составляет 500 МВт за счет значительного расхода энергии на собственные нужды в МГД-части. Коэффициент полезного действия МГД-500 превышает 45 %, удельный расход основного топлива составляет примерно 270 г/(кВт·ч). Головной МГД-энергоблок запроектирован на использование природного газа, в дальнейшем предполагается переход на твердое топливо.

Гидроэлектростанции сооружаются только для выработки электроэнергии или в составе водохозяйственного комплекса, одновременно решающего задачи улучшения судоходства, ирригации и т. п. Сток большинства рек характеризуется весьма существенной неравномерностью в годовом и многолетнем разрезах, в связи с чем в тех случаях, где это возможно, при ГЭС сооружаются водохранилища сезонного и многолетнего регулирования. Водно-энергетические характеристики ГЭС определяются путем водохозяйственных расчетов, базирующихся на статистически обработанных данных многолетних наблюдений за стоком рек. Основными характеристиками являются среднесезонная выработка электроэнергии, гарантированная среднемесячная мощность декабря расчетного маловодного года, а также зарегулированные среднесезонные мощности для лет различной водности (обеспеченности).

Энергетические и технико-экономические показатели ГЭС существенно зависят от природных условий и у разных ГЭС могут сильно различаться, как это иллюстрируется в табл. 3.4.

Агрегаты для каждой ГЭС, как правило, проектируются индивидуально, применительно к характеристикам данной ГЭС. Основным экономическим преимуществом ГЭС перед тепловыми электростанциями является низкая себестоимость выработки энергии из-за отсутствия затрат на топливо. Средняя производственная себестоимость выработки электроэнергии на действующих ГЭС составляет около 0,15 коп/(кВт·ч). В то же время ГЭС, как правило, требуют существенно более высоких капиталовложений. Средняя стоимость 1 кВт мощности на ГЭС, введенных в 1981—1985 гг., составляет около 400 руб.

В связи с высокими маневренными качествами оборудования ГЭС их стремятся использовать в переменной части графика нагрузок, пользуясь возможностями суточного регулирования стока. При этом число часов использования установленной мощности различных ГЭС в зависимости от природных условий колеблется в широких пределах — от 1000—1500 (пиковые установки) до 5000—6500 ч. Помимо эксплуатационных преимуществ использование ГЭС в пиковой и полупиковой

зонах графика нагрузки дает возможность увеличить ее установленную мощность за счет установки дешевых дополнительных агрегатов без изменения затрат в основные сооружения ГЭС, что существенно снижает удельные капиталовложения в ГЭС и тем самым увеличивает их эффективность по сравнению с ТЭС.

Гидроаккумулирующие (насосно-аккумулирующие) электростанции предназначаются для покрытия пиков графика нагрузки энергосистемы. В часы прохождения максимума нагрузки ГАЭС вырабатывает электроэнергию за счет сработки воды верхнего бассейна в нижний. В часы ночного (а иногда и дневного) провала графика нагрузки ГАЭС перекачивает воду из нижнего бассейна обратно в верхний. При этом агрегаты ГАЭС работают в насосном режиме, получая электроэнергию от тепловых электростанций энергосистемы. ГАЭС являются весьма эффективным средством покрытия и выравнивания переменной части графика нагрузки энергосистем, что имеет особо важное значение при значительных масштабах ввода АЭС в энергосистемах европейской части СССР.

Пиковые ГАЭС проектируются, как правило, на продолжительность работы в турбинном режиме 4—6 ч в сутки. Коэффициент полезного действия ГАЭС составляет около 70%. Длительность работы ГАЭС в насосном режиме составляет 7—8 ч при отношении насосной мощности к турбинной 1,05—1,10. Годовое число часов использования мощности ГАЭС составляет 1000—1500 ч. В период освоения мощности ГАЭС они могут работать в турбинном режиме в полупиковой части графика нагрузки продолжительностью до 14—16 ч. При этом насосная мощность будет использоваться полностью для выравнивания ночного провала нагрузки, а мощность участия ГАЭС в покрытии максимума нагрузки будет в 2,5—3 раза меньше насосной.

Мощность, основные параметры и экономические показатели ГАЭС зависят от природных условий. В настоящее время заканчивается сооружение Загорской ГАЭС в Московской области мощностью 1200 МВт. Начато сооружение и ведется проектирование ряда ГАЭС мощностью 1600—2000 МВт с агрегатами единичной мощностью 200 МВт. Удельные капиталовложения в проектируемые ГАЭС составляют 200—220 руб/кВт.

Таблица 3.4. Энергетические показатели некоторых ГЭС

Гидроэлектростанция	Водосток	Максимальный напор, м	Характер регулирования	Мощность, МВт		Средне-многолетняя выработка энергии, млн. кВт·ч
				Установленная	гарантированная	
Волжская имени В. И. Ленина	Волга	27	Сезонное	2300	807	10 900
Воткинская	Кама	22,5	»	1000	183	2388
Новосибирская	Обь	19,5	»	400	76	1760
Красноярская	Енисей	103	Много-летнее	6000	1800	20 400
Братская	Ангара	106	»	4100	2420	22 400
Иркутская	Ангара	30,5	»	660	405	4100
Плявиньская	Даугава	40	Суточное	825	69	1520
Кременчугская	Днепр	17	Много-летнее	625	96	1506

3.2. ОБОСНОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ

Развитие генерирующих мощностей системы должно обеспечить полное покрытие планируемого прироста нагрузки при надлежащем качестве электроэнергии, одним из основных показателей которого является стабильность частоты. Согласно ГОСТ 13109-67* отклонения частоты от номинального значения в нормальном режиме работы допускаются в пределах $\pm 0,1$ Гц; допускается временная работа энергосистем с отклонениями частоты в пределах $\pm 0,2$ Гц.

Размер суммарного ввода мощности на электростанциях системы, необходимого для покрытия планируемого прироста нагрузки, определяется на основании составления балансов мощности и энергии системы (см. § 3.3).

Нахождение оптимального состава электростанций, подлежащих строительству для обеспечения требуемого суммарного ввода, представляет собой сложную технико-экономическую задачу. Первым этапом решения этой задачи является оптимизация структуры генерирующих мощностей, т.е. нахождение оптимальных соотношений между суммарными мощностями групп электростанций, отличающихся видом

энергоресурса и типом основного оборудования, вторым этапом — нахождение оптимального состава, размещения, мощности и последовательности строительства электростанций в каждой ОЭС.

Оптимизация структуры генерирующих мощностей осуществляется в тесной связи с оптимизацией топливно-энергетического комплекса страны в целом, с использованием линейной математической модели комплекса, одним из блоков которой является модель ЕЭС.

Наибольшее влияние на формирование структуры генерирующих мощностей оказывают энергетические ресурсы, которые могут быть привлечены для электростанций в тот или иной период.

Наша страна обладает богатейшими энергетическими ресурсами, обеспечивающими возможности развития ее энергетической базы не только в необходимых темпах. Однако развитие топливно-энергетических отраслей, а также средств транспорта энергоресурсов обходится народному хозяйству все дороже вследствие вовлечения в эксплуатацию более удаленных и менее экономичных месторождений.

Непрерывное возрастание доли народнохозяйственных затрат, связанных с добычей и транспортом энергоресурсов, а также необходимость подходить к этим ресурсам как к национальному богатству не только настоящих, но и будущих поколений резко обострили проблему рационального использования ресурсов. Выполненные с учетом изложенного исследования рациональных направлений развития топливно-энергетического комплекса страны легли в основу Энергетической программы СССР, основные положения которой предусматривают:

проведение активной энергосберегающей политики на базе ускоренного научно-технического прогресса во всех звеньях народного хозяйства и в быту, всемерную экономию топлива и энергии, обеспечение на этой основе значительного снижения удельной энергоемкости национального дохода;

форсированное развитие ядерной энергетики для производства электрической и тепловой энергии и высвобождения на этой основе значительного количества органического топлива;

развитие угольной промышленности преимущественно за счет увеличения добычи угля открытым способом в восточных районах и ускоренное строительство мощных тепловых электростанций, использующих эти угли, особенно в Экибастузском и Канско-Ачинском топливно-энергетических комплексах;

экономически оправданное комплексное освоение гидроэнергетических ресурсов Сибири, Средней Азии и Дальнего Востока, строительство в качестве маневренных мощностей гидроаккумулирующих электростанций в европейской части страны.

Энергетической программой предусматривается ускоренное развитие газовой промышленности в основном в районах Западной Сибири для удовлетворения внутренней потребности страны и экспорта. Однако вследствие ресурсных ограничений по возможным масштабам строительства магистральных газопроводов использование газа в качестве топлива для новых электростанций должно быть жестко ограничено и допускаться в районах добычи природного (путного) газа при невозможности (или неэкономичности) его дальнего транспорта или на тех электростанциях, где это необходимо по экологическим требованиям.

Весьма сложной остается проблема транспортировки в европейскую часть страны большого количества энергетических ресурсов из восточных районов, главным образом из Сибири, где будет обеспечен основной прирост объема добычи органического топлива.

Необходимость дальнего транспорта больших объемов кузнецких, экибастузских и канско-ачинских углей требует вложения значитель-

ных средств в развитие железнодорожного хозяйства с целью резкого увеличения пропускной способности сети железных дорог в направлении Сибирь — Казахстан — европейская часть страны. Особой проблемой является транспорт на большие расстояния бурых канско-ачинских углей в связи с опасностью их самовозгорания в летний период и смерзанием зимой. Указанные свойства канско-ачинских углей исключают возможность дальнего транспорта их в натуральном виде и требуют предварительной переработки угля на месте добычи с получением высококалорийного полукокса для нужд энергетики. Однако это повышает стоимость канско-ачинского угля по предварительным оценкам в 1,5—2 раза и делает его равноэкономичным с кузнецким углем.

Одним из путей снижения потоков топлива с востока в европейские районы страны является частичная замена железнодорожного и трубопроводного транспорта передачей электроэнергии от электростанций, сооружаемых на месте добычи топлива. Неоднократно выполненные расчеты сравнительной эффективности электронного и других видов транспорта показали, что для высококачественных видов топлива (газодазутное топливо, каменные угли с теплотой сгорания $Q \geq 20,9$ МДж/кг), как правило, более выгодна перевозка, а для низкокалорийных топлив с $Q \leq 12,6$ МДж/кг (торф, сланец, бурые угли) предпочтительно сжигание на месте добычи топлива с передачей электроэнергии в районы потребления.

В связи с низкой калорийностью экибастузских и канско-ачинских углей наиболее эффективным направлением их использования является сжигание на электростанциях, сооружаемых на месте добычи в составе крупных энергокомплексов. На базе Экибастузского угольного месторождения осуществлен ввод агрегатов на первой КЭС мощностью 4000 МВт с энергоблоками 500 МВт, 24 МПа, 540 °С. Общая мощность Экибастузского топливно-энергетического комплекса (ЭТЭК) достигнет 20 млн. кВт. На базе канско-ачинских углей в Сибири предполагается создание Канско-Ачинского топливно-энергетического комплекса (КАТЭК) мощностью свыше 40 млн. кВт. В настоящее время ведется сооружение Березовской ГРЭС-1 мощностью 6400 МВт с агрегатами 800 МВт, 24 МПа, 540 °С.

Сравнительная экономическая эффективность использования различных видов энергетических ресурсов на вновь сооружаемых базисных электростанциях в основных районах страны иллюстрируется табл. 3.5, составленной с учетом неоднозначности перспективных технико-экономических показателей добычи и транспорта топлива.

Таблица 3.5. Относительная эффективность базисных электростанций в основных районах ЕЭС СССР

Источник мощности	Приведенные затраты, %			
	Районы европейской части СССР	Урал	Казахстан	Сибирь
АЭС	100	100	100	100
КЭС на кузнецком угле	108—112	95—98	—	—
КЭС на экибастузском угле	105—110*	90—95*	80—85	—
КЭС на канско-ачинском угле	105—110**	92—97**	83—87**	68—73

* Передача из ЭТЭК.

** Передача из КАТЭК.

Из табл. 3.5. следует, что для европейских районов СССР наиболее эффективным источником покрытия прироста потребности в базисной мощности являются АЭС, удорожание строительства которых по сравнению с КЭС на органическом топливе с избытком компенсируется в этих районах экономией на топливной составляющей затрат. При продвижении с запада на восток, по мере снижения стоимости топлива, эффективность АЭС уменьшается. Весьма сложным является выбор источников базисной конденсационной мощности в ОЭС Урала, где относительно близкими по эффективности являются АЭС, КЭС на привозном кузнецком угле и передача электроэнергии из Казахстана и Сибири. Развитие того или иного типа источника в ОЭС Урала будет определяться возможными ограничениями на развитие атомной энергетики и темпами освоения угольных бассейнов Казахстана и Сибири. Покрытие нагрузок северных районов Урала и прилегающих районов Западной Сибири будет осуществляться путем сооружения КЭС на газе месторождений Тюменской области.

В Казахстане и Сибири наиболее эффективными источниками базисной мощности являются электростанции на экибастузских и канско-ачинских углях.

Покрытие прироста потребности в базисной мощности в ОЭС Средней Азии и Востока в ближайший период будет осуществляться на базе местных топливных и частично гидроэнергетических ресурсов. В более далекой перспективе не исключено сооружение в этих районах АЭС или передача (в ОЭС Средней Азии) электроэнергии от КЭС на канско-ачинских углях.

Масштабы развития теплоэлектроцентралей на перспективу определяются уровнем теплопотребления, которые, как и уровень электропотребления, зависят от темпов развития всего народного хозяйства. Эффективность ТЭЦ в свою очередь зависит от концентрации тепловых нагрузок, прогресса в области развития основного оборудования теплоснабжающих источников (ТЭЦ, котельных), технико-экономических показателей топлива, используемого на ТЭЦ и котельных, и стоимости производства электроэнергии на заменяемых конденсационных электростанциях.

В Сибири и Казахстане при использовании как на ТЭЦ, так и в раздельной схеме энергоснабжения одинаковых видов органического топлива эффективность теплофикации в перспективе сохраняется, а при имеющейся тенденции повышения стоимости топлива даже несколько повышается по сравнению с существующим уровнем.

В европейских районах страны, где ТЭЦ будут вытеснять мощные конденсационные атомные электростанции, наиболее экономичными источниками централизованного теплоснабжения крупных тепловых узлов с нагрузками 6000 ГДж/ч и выше по оценкам специалистов являются атомные ТЭЦ мощностью 1—2 млн. кВт. При меньшей мощности АТЭЦ показатели их ухудшаются и сооружение их становится неэффективным.

В то же время эффективность ТЭЦ на органическом топливе по сравнению с раздельной схемой АЭС плюс котельные на органическом топливе в европейских районах страны снижается, поскольку теплофикация в этих условиях, давая общее снижение удельного расхода условного топлива на выработку энергии, приводит по сравнению с раздельной схемой к перерасходу наиболее дорогого и дефицитного органического топлива. Ввиду этого для менее крупных тепловых узлов в европейской части СССР примерно равноэкономичными оказываются варианты теплоснабжения от ТЭЦ на кузнецких углях и от

дельных на кузнецких углях и ядерном горючем с выработкой электроэнергии на АЭС.

Весьма сложной является проблема выбора структуры источников покрытия переменной части графика нагрузки, доля которой в неупреждающей оценке в целом по ЕЭС в 30—35%, а по ОЭС Северо-Западной Центра — в 40—45% расчетного максимума.

Разнообразие природных условий определяет различные подходы к решению этой проблемы в различных районах страны.

В восточных районах страны (Сибирь, Казахстан, Средняя Азия, дальний Восток), имеющих большие запасы эффективных гидроэнергоресурсов, обеспечение маневренной мощностью в течение длительного времени сможет решаться традиционным способом — путем сооружения ГЭС, обеспечивающих покрытие пиковой и полупиковой зон графика нагрузки. При этом удельный вес ГЭС в суммарном вводе генерирующих мощностей в восточных районах составит примерно 30—40%.

В европейских районах страны, за исключением Закавказья и Северного Кавказа, возможности сооружения гидроэлектростанций крайне ограничены, в связи с чем для решения проблемы покрытия переменной части графиков нагрузки требуется использование различных способов и мероприятий, основными из которых являются повышение маневренности оборудования действующих тепловых электростанций на органическом топливе и сооружение специализированных маневренных электростанций.

Повышение маневренности блочного оборудования конденсационных электростанций путем снижения технического минимума нагрузки агрегатов и обеспечения возможности их ежесуточного останова в ночные часы характеризуется высокой эффективностью, поскольку уменьшение минимальной нагрузки КЭС дает возможность повысить долю ЭС во вводе новых мощностей и максимально снизить расход органического топлива. Меньшей, но относительно высокой эффективностью характеризуются и мероприятия по повышению маневренности действующих ТЭЦ путем дополнительного снижения их электрической нагрузки в ночные часы за счет установки РОУ.

Наиболее эффективными типами специализированных маневренных электростанций являются гидроаккумулирующие электростанции и полупиковые КЭС на твердом топливе, ввод которых целесообразен при резко поровну в общей потребности в новой маневренной мощности. Одновременное сооружение маневренных электростанций указанных типов обеспечивает возможность максимального экономически оправданного ввода мощности АЭС (при увеличении размеров базисной зоны графика за счет ночного заряда ГАЭС), а также позволяет решить проблему покрытия полупиковой части графика нагрузки. Что касается азотурбинных электростанций, то они могут использоваться в ограниченных размерах для покрытия острых нагрузок и как источник резервной мощности. Использование ГТЭС в более широких масштабах связано с созданием парогазовых установок на базе энергоблоков КЭС ТЭЦ, а также воздухоаккумулирующих электростанций. Для покрытия переменной части графика нагрузки европейских районов страны рядом с ГАЭС и полупиковыми КЭС в предстоящей перспективе будет развиваться введочная пиковая мощность от сибирских ГЭС.

Улучшению условий работы оборудования электростанций в пиковом разрезе будет также способствовать снижение ночного провала графика нагрузки европейских районов ЕЭС за счет ввода потребителей-регуляторов и передачи ночных избытков мощности в восточные районы страны, имеющие более плотный график нагрузки.

Реализация второго этапа обоснования развития генерирующих мощностей энергосистем — нахождения оптимального состава, размещения, мощности и последовательности строительства электростанций в каждой ОЭС — в общем случае осуществляется путем сопоставления вариантов развития электростанций ОЭС в динамике, составленных с учетом рекомендаций по структуре генерирующих мощностей, определенных в результате оптимизации топливно-энергетического комплекса страны.

В практике проектирования для решения указанной задачи широко используется приближенный метод попарного технико-экономического сопоставления различных типов электростанций, сущность которого заключается в сравнении показателей рассматриваемого объекта с показателями условного замещаемого (или альтернативного) объекта. Как замещаемые объекты рассматриваются наиболее совершенные в техническом отношении энергетические установки, которые могут быть сооружены в данной энергосистеме и способны выполнить ту же задачу, что и проектируемый объект, с наименьшими затратами.

Ниже приводятся данные для выбора замещаемых объектов.

Проектируемый объект	Замещаемый объект
ГЭС при $T \geq 4000$ ч/год	Базисные КЭС
ГЭС при $T = 2000 - 4000$ ч/год	Полупиковые КЭС, ГТЭС
ГЭС при $T \leq 2000$ ч/год	ГТЭС
ГАЭС	ГТЭС, полупиковые КЭС
ТЭЦ	КЭС + районные котельные

Следует отметить, что в общем случае сопоставляемые типы электростанций могут оказывать различное влияние на структуру и режимы работы электростанций в энергосистемах, что необходимо учитывать при технико-экономическом обосновании. Это прежде всего относится к установкам аккумулирующего типа. Например, ГАЭС могут замещаться тремя типами электростанций — ГТЭС, полупиковыми КЭС и АЭС. В этих условиях при отказе от сооружения ГАЭС необходимая мощность ГТЭС и полупиковых КЭС возрастает, а АЭС снижается в связи с уменьшением размеров базисной зоны графика при отсутствии заряда ГАЭС. Также необходимо учитывать и связанное со снижением ввода мощности АЭС увеличение выработки энергии на действующих КЭС в годовом разрезе. Для оценки системного эффекта различных типов электростанций могут использоваться обобщенные показатели заменяемых вариантов, получаемые на основе анализа результатов оптимизации различных вариантов структуры генерирующих мощностей ЕЭС СССР.

Общим требованием к сравниваемым вариантам является сопоставимость их по используемой мощности электростанции, отпуску электроэнергии и надежности энергоснабжения, причем сопоставимость вариантов должна обеспечиваться каждый год в период от ввода в эксплуатацию первого агрегата рассматриваемой электростанции до полного освоения ее мощности.

Для обеспечения экономической сопоставимости вариантов помимо затрат по проектируемому и замещаемому объектам в сравнении должна быть учтена разница в затратах на линии электропередачи для передачи энергии к центрам потребления, а для комплексных объектов — также изменяющиеся затраты в других отраслях энергетики или народного хозяйства. Экономическим критерием при выборе вариантов является значение приведенных затрат, определяемое в соответствии с

общей методикой технико-экономических расчетов в энергетике (см. § 8.1).

При сопоставлении вариантов капитальные затраты и постоянная часть ежегодных издержек по сравниваемым объектам должны учитываться по данным конкретных проектов или по укрупненным показателям.

Стоимость топлива должна учитываться по замыкающим затратам, определяемым на основе оптимизации топливно-энергетического баланса страны и учитывающим изменения затрат по добыче, транспорту и использованию топлива во всей системе топливно-энергетического хозяйства при изменении потребления того или иного вида топлива в рассматриваемом районе страны. Для дефицитных видов топлива замыкающие оценки могут существенно отличаться от фактических затрат на добычу и транспорт данного вида топлива, поскольку увеличение потребления дефицитного вида топлива в том или ином районе в действительности приводит к увеличению добычи более дорогого замыкающего вида топлива и перераспределению транспортных потоков.

Предполагаемые на перспективу значения замыкающих затрат на топливо приведены в табл. 3.6.

Таблица 3.6. Замыкающие затраты на топливо, руб/т*

ОЭС	Природный газ	Мазут	Уголь	
			каменный	бурый
Западные и южные районы ЕЭС СССР	55—65	65—75	45—55	—
Районы Урала и Поволжья	50—60	60—70	40—45	—
Сибирь	40—50	60—65	30—35	15—20***
Средняя Азия, Казахстан	50—60	60—70	35—40	20—25**
Восток	55—65	70—75	45—55	—

* Приведены данные по условному топливу.

** Экибастузский уголь.

*** Канско-ачинский уголь.

Примечание. Приведены среднегодовые значения затрат на газ. Для зимнего периода к этим затратам добавляются дополнительные затраты в газохранилища примерно 5 руб/т.

3.3. БАЛАНСЫ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Целью составления балансов мощности энергосистем является определение потребности во вводе новых генерирующих мощностей, обеспечивающих покрытие максимальных нагрузок энергосистем с заданной степенью надежности и с учетом возможности обмена мощностью с другими энергосистемами. В ходе составления балансов мощности формируются конкретные варианты ввода мощностей на электростанциях.

Балансы мощности объединенных энергосистем страны составляются для часа совмещенного максимума нагрузки ЕЭС СССР, который обычно условно относят на последнюю декаду декабря. Баланс мощности каждой ОЭС проверяется также для часа собственного максимума нагрузки с целью выявления загрузки связей с другими энергосистемами. В отдельных энергорайонах, где фактические годовые мак-

Таблица 3.7. Форма баланса мощности энергосистемы

Номер позиции	Наименование
Потребность	
1	Совмещенный максимум нагрузки энергосистемы
2	Передача мощности в другие системы
3	Необходимый резерв
4	Итого потребная мощность электростанций (1+2+3)
Покрытие	
5	Установленная мощность электростанций
6	Неиспользуемая мощность («разрывы» мощности, системные ограничения)
7	Располагаемая мощность, в том числе ГЭС, КЭС, ТЭЦ, АЭС (5—6)
8	Получение мощности из других систем
9	Итого покрытие (7+8)
10	Избыток (+) или дефицит (—) мощности (9—4)

симумы нагрузки имеют место в другой период (например, летом или осенью), при проектировании расчетным для баланса мощности принимается этот период. Форма баланса мощности представлена в табл. 3.7.

Совмещенный максимум нагрузки системы определяется так же как описано в § 2.6. Обмен мощностью с соседними системами учитывается по данным балансов мощности более крупного объединения, в которое входит данная энергосистема. Значение резерва мощности рассчитывается так же, как это дано в § 3.4. Постоянные снижения мощности («разрывы мощности») для действующих электростанций учитываются по отчетным данным с учетом возможности устранения этих «разрывов» в перспективе.

Неиспользуемая мощность определяется как сумма:

мощности агрегатов, которые к моменту прохождения максимума еще не полностью освоены в эксплуатации; к ним относятся головные образцы нового оборудования, первые агрегаты вводимых в данный год электростанций и последние агрегаты на электростанциях, где в данном году вводится более одного агрегата;

снижения мощности электростанций из-за ограничений по выдаче мощности или отсутствия тепловых нагрузок (для турбин с противодавлением);

свободной мощности ГЭС, которая не может быть использована в графике нагрузки системы (с учетом несения резервных функций в условиях расчетного маловодного года:

$$P_{св} = P_{расп} - (P_{уч} + P_{рез}), \quad (3.1)$$

где $P_{расп}$ — располагаемая мощность ГЭС; $P_{уч}$ — мощность участия ГЭС в покрытии максимума нагрузки, определяется в соответствии с § 3.5; $P_{рез}$ — часть резерва мощности энергосистемы, размещаемая на ГЭС.

При определении установленной и располагаемой мощности электростанций учитывается, что часть оборудования действующих электростанций подлежит реконструкции, модернизации и демонтажу, размеры которых определяются с учетом эффективности демонтажа устаревшего малоэкономичного оборудования 9 МПа и ниже и сроков службы основного оборудования электростанций.

Разность между суммарной потребностью объединенных энергосистем в мощности и суммарной возможной к использованию в балансе мощности электростанций (строка 10 в табл. 3.7) представляет дефицит или избыток мощности в системе. Баланс мощности считается удовлетворительным, если дефицит (избыток) не превышает половины мощности наиболее крупного агрегата.

Целью составления балансов энергии в общем случае является сопоставление размеров потребности энергосистемы в энергии с возможностями производства энергии на электростанциях и получения ее из других энергосистем. Форма баланса энергии представлена в табл. 3.8.

Таблица 3.8. Форма баланса электроэнергии энергосистемы

Номер позиции	Наименование
Потребность	
1	Годовое потребление электроэнергии
2	Передача в другие системы
3	Заряд ГАЭС
4	Итого потребность
Покрытие	
5	Получение электроэнергии из других систем
6	Выработка электроэнергии электростанциями системы
7	В том числе: ГЭС и ГАЭС ТЭЦ КЭС АЭС

Существует принципиальное различие в расчетах балансов энергии энергосистем европейской части СССР (включая Урал), характеризующихся значительной неравномерностью режимов электропотребления, и энергосистем восточной части страны.

В ходе составления балансов энергии европейских энергосистем определяются размеры обмена энергией с другими энергосистемами при условии, что годовые числа часов использования располагаемых мощностей электростанций различного типа (и прежде всего оборудования КЭС и ТЭЦ на органическом топливе) должны находиться в ограниченном диапазоне, соответствующем оптимальному использованию каждого типа электростанций в суточных графиках нагрузки в течение года. При этом выработка энергии ГЭС учитывается по среднегодичному значению, ГАЭС — в соответствии с числами часов использования располагаемой мощности, указанными в § 3.1. При определении выработки энергии АЭС предполагается, что они работают в течение года с предельным технически возможным числом часов использования располагаемой мощности, которое для конденсационных

стачий в условиях нормальной эксплуатации составляет 6500 ч, а для АТЭС — 6000 ч с учетом снижения их располагаемой мощности на 10 % при полной загрузке по теплоте.

Число часов использования располагаемой мощности ТЭС в зависимости от условий использования их конденсационной мощности летний период составляет 4500—5000 ч. Оптимальные числа часов использования мощности полупиковых КЭС будут составлять 2000—3000 ч, базисных КЭС на угле — до 4500—5000 ч. Баланс энергии в энергосистемах европейской части СССР будут замыкать КЭС, работающие на дефицитном дорогом мазуте, загрузка которых должна быть минимальной. С учетом необходимости использования мощностей указанных КЭС для сведения балансов мощности энергосистем в течение всех сезонов года число часов использования КЭС на мазуте должно приниматься не менее 2000—2500 ч.

В случае необходимости более точной оценки показателей годового режима тепловых электростанций в энергосистемах европейской части СССР должны осуществляться расчеты оптимальных режимов работы электростанций в характерных суточных графиках нагрузки рабочих и выходных дней различных сезонов года. Переход от показателей суточного режима к годовым показателям должен осуществляться с учетом сезонной неравномерности электропотребления при соблюдении общего баланса за год между потребностью в электроэнергии и ее суммарным производством на электростанциях.

В энергосистемах восточной части СССР с высоким удельным весом ГЭС одной из основных целей составления балансов энергии является определение мощности КЭС, необходимой для сведения баланса энергии в расчетных маловодных условиях на ГЭС. Эта мощность определяется по выражению

$$P_{\text{КЭС}} = \frac{W_{\text{потр}} - W_{\text{мал}}^{\text{ГЭС}} - W^{\text{ТЭС}}}{T_{\text{пред}}}, \quad (3.2)$$

где $W_{\text{потр}}$ — потребность в электроэнергии; $W_{\text{мал}}^{\text{ГЭС}}$ — выработка энергии на ГЭС в расчетных маловодных условиях; $W^{\text{ТЭС}}$ — выработка энергии на ТЭС, определяемая при полной загрузке по теплоте, исходя из числа часов использования их мощности 5500—6000 ч; $T_{\text{пред}}$ — предельное технически возможное число часов использования располагаемой мощности КЭС, составляющее при базисном режиме их работы в течение года 6500 ч.

При значительной сезонной неравномерности отдачи ГЭС, например в ОЭС Средней Азии, необходимая мощность ТЭС в расчетных маловодных условиях может определяться на основе анализа помесечных балансов энергии в течение года.

3.4. РЕЗЕРВЫ МОЩНОСТИ

Суммарный необходимый резерв мощности энергосистемы определяется как сумма двух видов резерва — ремонтного и оперативного.

Ремонтный резерв предусматривается для обеспечения возможности проведения плановых ремонтов основного оборудования электростанций и включает в себя две составляющие: резерв для проведения текущих ремонтов и резерв для проведения капитальных и средних ремонтов.

Оперативный резерв предназначен для восполнения дефицитов мощности в энергосистеме, связанных с аварийными отказами генерирующего оборудования и непредвиденными отклонениями нагрузок и располагаемых мощностей электростанций от планируемых значений.

Для обеспечения опережающего развития энергетики в энергосистемах может дополнительно предусматриваться народнохозяйственный резерв. Способы реализации и размеры этого резерва подлежат специальному обоснованию при перспективном планировании развития электроэнергетики.

Резерв для текущего ремонта агрегатов в период прохождения максимума нагрузки определяется с учетом следующих нормативов в процентах мощности соответствующих типов агрегатов:

ТЭС с поперечными связями	2,0
ТЭС с агрегатами 100—175 (180) МВт	3,5—4,5
КЭС с блоками:	
100—300 МВт	4,0—5,0
500—1200 МВт	5,5—6,5
АЭС	4,0—6,0
ГТЭС	2,0

Для ГЭС и КЭС с поперечными связями, имеющими резервные котлы, резерв для проведения текущего ремонта не предусматривается.

Резерв для проведения капитального и среднего ремонта определяется по выражению

$$P_{\text{рез,к,р}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i t_{\text{к,р}i} - S_{\text{пр}} k_{\text{пр}}}{12}, \quad (3.3)$$

где P_i — мощность i -го агрегата в энергосистеме, МВт; $t_{\text{к,р}i}$ — норма простоя в капитальном и среднем ремонтах, мес; n — количество агрегатов в энергосистеме; $S_{\text{пр}}$ — площадь провала графика месячных максимумов нагрузки энергосистемы, МВт·мес; $k_{\text{пр}}$ — коэффициент использования площади провала графика (принимается равным 0,9—0,95).

Ориентировочная усредненная продолжительность простоя агрегатов в капитальном и среднем ремонте приведена ниже:

Оборудование	Среднегодовой простоя в капитальном и среднем ремонтах, мес
Гидроагрегаты	0,5
Агрегаты ТЭС с поперечными связями	0,33
Энергоблоки мощностью, МВт:	
150—200	0,53
300	0,66
500—800	0,73
1200	0,86
АЭС	1,5
ГТЭС	0,5

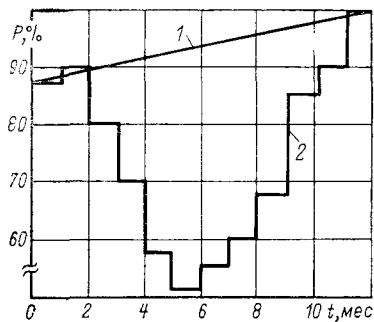


Рис. 3.1. Определение площади провала годового графика нагрузки энергосистемы:

1 — условная располагаемая мощность электростанций; 2 — динамический годовой график нагрузки

Площадь провала графика нагрузки для крупных энергосистем и объединений определяется как разность между условной располагаемой (используемой) мощностью системы и ее максимальной нагрузкой за каждый месяц. Условная располагаемая мощность определяется, как показано на рис. 3.1, линией, соединяющей максимумы нагрузки января и декабря месяцев. Площадь провала годового графика уменьшается за счет сезонного снижения используемой мощности отдельных типов электростанций. Для приближенных расчетов можно считать, что в летний период используемая мощность ГАЭС уменьшается на 30—40 %, ТЭЦ — на 10 %, ГТЭС — на 25 %.

Если $S_{пр}$ оказывается больше площади, необходимой для проведения капитальных и средних ремонтов, то специального резерва для проведения указанных ремонтов не предусматривается. Для ОЭС, входящих в состав ЕЭС, возможности проведения капитальных и средних ремонтов могут быть увеличены за счет передачи сезонных избытков мощности из ОЭС, где площадь провала годового графика нагрузки использована не полностью.

Наряду с резервом для проведения плановых ремонтов в случае необходимости в состав ремонтного резерва может включаться дополнительный резерв для восстановительного ремонта отработавшего расчетный ресурс оборудования электростанций. Значение этого резерва в каждой из энергосистем зависит от суммарной мощности оборудования, подлежащего восстановительному ремонту, и возможностей энергомашиностроения по поставкам модернизируемых узлов и деталей. В среднем на перспективу дополнительный резерв на модернизацию оценивается в 1—2 % максимума нагрузки энергосистем.

Оперативный резерв в общем случае обосновывается экономически путем сопоставления ущербов от вероятного недоотпуска электроэнергии в дефицитных ситуациях с затратами на создание оперативного резерва мощности в энергосистеме. Указанные дефицитные ситуации могут быть вызваны аварийными отключениями агрегатов на электростанциях или непредвиденными отклонениями баланса мощности системы (определяемого значениями максимума нагрузки и располагаемой мощности электростанций) от планируемого. События, вызывающие появление дефицитных ситуаций, имеют случайный характер, размеры возможного недоотпуска электроэнергии рассчитываются методами теории вероятностей. Условие экономичности установки дополнительной резервной мощности может быть записано в следующем виде:

$$z_{ущ} (1 - \mathcal{J}) 8760 \geq z_{рез} \quad (3.4)$$

где \mathcal{J} — интегральная вероятность бездефицитной работы (индекс надежности) энергосистемы; $z_{ущ}$ — ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям, принимаемый равным 0,6 руб/(кВт·ч); $z_{рез}$ — удельные приведенные затраты на 1 кВт дополнительной резервной мощности.

При существующих соотношениях между $z_{ущ}$ и $z_{рез}$ экономически обоснованное значение индекса надежности для энергосистем СССР составляет 0,996. В проектной практике указанное значение используется в качестве нормативного показателя надежности электроснабжения, для которого определяется размер необходимого оперативного резерва мощности.

В общем случае значение оперативного резерва зависит от структуры установленного оборудования электростанций по типам и единичным мощностям агрегатов, от средней аварийности агрегатов q , характеризующей относительную среднегодовую продолжительность внеплановых простоев оборудования, от размеров вероятного отклонения баланса мощности системы от планируемого, а также от конфигурации графиков нагрузки энергосистем.

Таблица 3.9. Показатели аварийности агрегатов различного типа

Количество лет с момента выпуска серийных агрегатов	ГЭС	ТЭС с поперечными связями	Энергоблоки КЭС, МВт					Энергоблоки АЭС, МВт		
			150—200	250—300	500		800	1200	440	1000
					13 МПа	24 МПа				
1	0,005	0,02	0,065	0,090	0,090	0,120	0,125	0,130	0,090	0,125
2	0,005	0,02	0,060	0,080	0,080	0,100	0,105	0,110	0,080	0,105
3	0,005	0,02	0,055	0,070	0,070	0,080	0,090	0,095	0,070	0,090
4	0,005	0,02	0,050	0,060	0,060	0,075	0,080	0,090	0,060	0,080
5 и более	0,005	0,02	0,045	0,055	0,055	0,070	0,075	0,085	0,055	0,075

Структура генерирующих мощностей при расчетах оперативного резерва считается заданной в соответствии с составом оборудования на действующих и подлежащих вводу электростанциях. Значение аварийности агрегатов (табл. 3.9), получаемое на основе статистической обработки эксплуатационных показателей и прогноза технических характеристик нового оборудования, зависит от типа и единичной мощности агрегатов, а также от числа лет, прошедших с момента начала серийного выпуска агрегатов данного типа. Влияние конфигурации графика нагрузки на величину оперативного резерва приближенно может быть учтено при представлении графика в виде трапеции, у которой отношение минимальной нагрузки к максимальной составляет 0,7—0,75.

Для учета возможных непредвиденных отклонений баланса мощности системы от планируемого при расчете оперативного резерва нагрузка системы представляется в виде случайной величины со средним значением, равным планируемому максимуму системы P_{max} , и средним квадратическим отклонением нагрузки, определяемым по формуле

$$\sigma_H = k \sqrt{P_{max}} \quad (3.5)$$

где P_{max} — нерегулярный максимум нагрузки энергосистемы, МВт; k — расчетный коэффициент, в общем случае зависящий от крупности системы, темпов роста электропотребления на перспективу и заблаговременности проектирования.

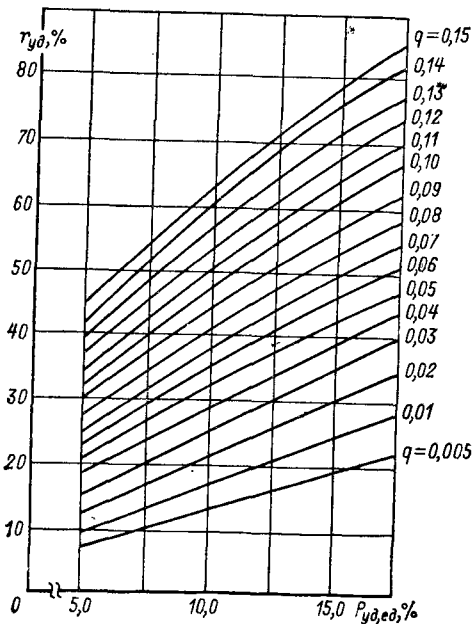
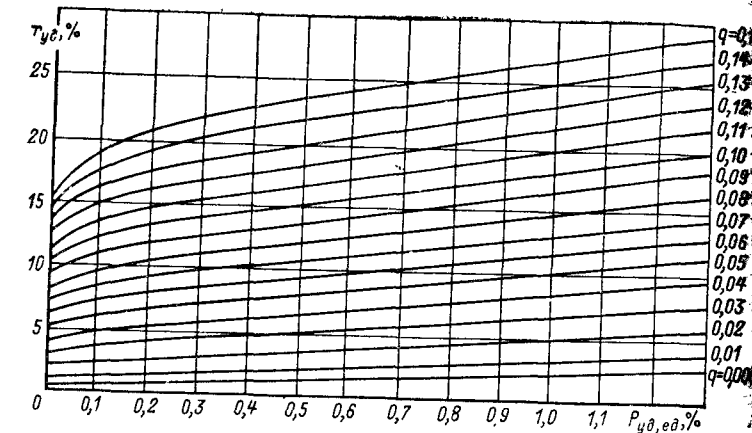


Рис. 3.2. Характеристики удельного резерва $r = f(P_{уд, ед}, \%, q)$ в диапазоне $P_{уд, ед}$ от 1 до 5 % величина $r_{уд}$ (%) может быть приближенно определена по выражению $r_{уд} = 1 + 180q + (1 + 18q)P_{уд, ед}$.

При существующих темпах роста электропотребления 3—5 % в год для приближенных расчетов на перспективу до 5 лет может быть принято $k=4$; для более далекой перспективы $k=5$.

Определение значения оперативного резерва методами теории вероятностей при представлении нагрузки системы в виде случайной величины может быть осуществлено с помощью специальной вычислительной программы для ЭЭС ЭВМ, разработанной ЭНИИ имени Г. М. Кржижановского совместно с Северо-Западным отделением института «Энергосетьпроект».

Приближенно значение оперативного резерва может быть определено по упрощенной «ручной» методике. В соответствии с этой методикой вначале проводится расчет аварийной составляющей оперативного резерва при однозначном детерминированном представлении максимума нагрузки. Для этой цели используются разработанные в институте «Энергосетьпроект» обобщенные характеристики удельного аварийного резерва каждого типа агрегатов $r_{удi}$ от их единичной мощности, выраженной в процентах максимума нагрузки системы $P_{уд, ед i}$, и от аварийности агрегатов q . Указанные характеристики получены в результате обобщения расчетов аварийного резерва энергосистем на ЭВМ для индекса надежности 0,996 и с учетом влияния конфигурации графиков нагрузки на значение резерва.

Расчет оперативного резерва с учетом непредвиденных отклонений баланса мощности от проектируемого проводится с использованием следующих зависимостей, предложенных в Сибирском отделении «Энергосетьпроект»:

$$P_{оп} = \bar{P}_{ав} + 2,65\sigma - 0,125P_{max}; \quad (3.6)$$

$$\sigma = \sqrt{\sigma_a^2 + \sigma_n^2} = \sqrt{0,145(P_{ав} - \bar{P}_{ав} + 0,125P_{max})^2 + \sigma_n^2}, \quad (3.7)$$

где $P_{ав}$ — аварийный резерв, определяемый по характеристикам удельного аварийного резерва; $\bar{P}_{ав}$ — математическое ожидание мощности, находящейся в аварийном простое; σ_n — среднее квадратическое отклонение нагрузки в соответствии с (3.5); σ_a — среднее квадратическое отклонение снижения мощности электростанций из-за аварийных простоев оборудования.

Пример расчета необходимого резерва мощности в энергосистеме приводится в табл. 3.10—3.12. Фактический максимум нагрузки системы 61 100 МВт с учетом заданных перетоков мощности в другие системы равен 61 700 МВт. Расчет резерва мощности ведется на перспективу 10 лет. Часть нагрузки системы покрывается за счет передачи из восточных районов страны (в размере 5400 МВт). Передача моделируется двумя агрегатами по 2700 МВт с аварийностью 3 %.

Для нахождения оперативного резерва, как отмечалось выше, вначале рассчитывается аварийный резерв мощности (табл. 3.12).

Удельная единичная мощность каждого агрегата, %, определяется по формуле

$$P_{уд, ед} = P_{иед} \frac{100}{P_{max}}. \quad (3.8)$$

Значение удельного резерва $r_{удi}$ находится по кривым на рис. 3.2 в зависимости от $P_{уд, ед}$ и q .

Необходимый резерв для каждой группы агрегатов

$$R_i = P_{иед} n_i r_{удi}. \quad (3.9)$$

Т а б л и ц а 3.10. Расчет площади провала графика нагрузки

Месяцы года	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Всего за год
Условная рас- лагасмая мощ- ность, МВт	59 200	59 370	59 550	59 720	59 900	60 070	60 240	60 390	60 570	60 750	60 920	61 100	
Динамический го- довой график на- грузки:	96,9	94,4	90,6	86,2	78,9	74,4	74,8	78,5	84,6	90,5	95,9	100	
%	59 200	57 700	55 360	52 660	48 200	45 450	45 700	48 150	51 700	55 300	58 600	61 100	
МВт	0	1670	4190	7060	11 700	14 620	14 540	12 240	8870	5450	2320	0	82 660
Провал графика нагрузки, МВт·мес				1600	2600	2900	2900	2600	1600				14 200
Суммарное сезон- ное снижение мощ- ности, МВт·мес				300	600	900	900	600	300				
В том числе:				300	500	500	500	500	300				
ГАЭС				1000	1500	1500	1500	1500	1000				
ГТЭС				5460	9100	11 720	11 640	9640	7270	5450	2320	0	68 460
ТЭЦ													
Расчетный провал графика, МВт·мес	0	1670	4190	5460	9100	11 720	11 640	9640	7270	5450	2320	0	68 460

Примечание. Расчетная площадь провала с коэффициентом ее использования 0,9 составляет 68 460,0 м².

Таблица 3.11. Расчет потребности в резерве для текущего ремонта и необходимой ремонтной площади для проведения капитальных и средних ремонтов

Тип и единичная мощность агрегат, МВт	Количество агрегатов	Располагае- мая мощность по балансу, МВт	Нормативы		Резерв для теку- щего ре- монта, МВт	Требуе- мая ремон- тная пло- щадь, МВт·мес
			текущего ремонта, %	капиталь- ного и среднего ремонта, МВт·мес		
АЭС и АТЭС						
250	2	500	3,0	1,18	15	590
450	4	1800	4,0	1,38	72	2480
1000	15	15 000	5,5	1,60	825	24 100
1500	2	3000	6,0	1,71	180	5130
КЭС и ТЭС						
150	9	1350	4,0	0,53	54	715
200	23	4600	4,0	0,53	184	2330
250	22	5500	5,0	0,66	275	3630
300	28	8400	5,0	0,66	420	5545
800	2	1600	6,0	0,79	96	1265
1200	1	1200	6,5	0,85	78	1020
200	6	1200	4,0	0,50	48	600
МГД-500	1	500	6,0	0,60	30	300
50	181	9050	2,0	0,35	181	3170
100	84	8400	3,5	0,40	294	3360
ГТЭС						
100	9	900	2,0	0,50	18	450
150	8	1200	2,0	0,50	24	600
ГЭС		3700		0,50		1850
ГАЭС		3000		0,50		1500
Всего		70 900			2794	58 635

Примечание. Расчетная площадь провала (см. табл. 3.10) больше тре-
буемой ремонтной площади, поэтому специального резерва для проведения ка-
питальных и средних ремонтов не предусматривается.

Таблица 3.12. Расчет аварийного резерва мощности

Тип и единичная мощность агре- гатов $P_{iед}$, МВт	Исходные данные			Расчет			
	Количество агре- гатов n_i , шт.	Суммарная мощ- ность $P_{iед} n_i$, МВт	Аварийность агре- гатов q_i , %	Удельная сли- пная мощность агрегатов $P_{уд} q_i$, %	Удельный резерв $r_{уд}$, %	Необходимый ре- зерв $P_{iед} n_i r_{уд}$, МВт	Математическое ожидание аварий $P_{iед} n_i q_i$, МВт
АЭС и АТЭС							
250	2	500	5,5	0,405	8,0	40	27
450	4	1800	5,5	0,73	9,5	170	100

Исходные данные				Расчет			
Тип и единичная мощность агрегатов $P_{iед}$, МВт	Количество агрегатов n_i , шт.	Суммарная мощность $P_{iед} n_i$, МВт	Аварийность агрегатов q_i , %	Удельная единичная мощность агрегатов $P_{уд.ед}$, %	Удельный резерв $\gamma_{уд}$, %	Необходимый резерв $P_{iед} n_i \gamma_{уд}$, МВт	Математическое ожидание аварии $P_{iед} n_i q_i$, МВт
1000	12	12 000	7,5	1,62	16,1	1932	900
1500	1	1500	8,5	2,43	20,8	312	128
КЭС и ТЭС							
1200	1	1200	8,5	1,94	19,2	230	102
800	2	1600	7,5	1,30	15,0	240	120
300	22	6600	5,5	0,486	8,4	554	363
250	17	4250	5,5	0,405	8,0	340	234
200	18	3600	4,5	0,324	6,5	234	162
150	7	1050	4,5	0,243	6,1	64	47
100	66	6600	2,0	0,162	2,5	165	132
50	146	7200	2,0	0,081	2,2	158	144
200 (п/п)	5	1000	5,0	0,324	7,1	71	50
500 (МГД)	1	500	10,0	0,810	16,8	84	50
ГТЭС							
100	7	700	2,0	0,162	2,5	18	14
150	6	900	2,0	0,243	2,8	25	18
ГЭС и ГАЭС							
50	18	900	0,5	0,081	0,6	5	5
100	20	2000	0,5	0,162	0,8	16	10
200	12	2400	0,5	0,324	1,0	24	12
Передача	2	5400	3,0	4,38	14,2	767	162
Итого	—	61 700*	—	—	—	5450	2780

* При расчете аварийного резерва с помощью характеристик удельного резерва задается состав оборудования на расчетный максимум нагрузки системы.

Полный аварийный резерв

$$P_{ав} = \sum_i P_{iед} n_i \gamma_{уд_i} \quad (3.10)$$

Далее определяется

$$\sigma_n = 5 \sqrt{P_{max}} = 5 \sqrt{61 700} = 1240 \text{ МВт};$$

$$\sigma = \sqrt{0,145 (P_{ав} - \bar{P}_{ав} + 0,125 P_{max})^2 + \sigma_n^2} =$$

$$= \sqrt{0,145 (5450 - 2780 + 0,125 \cdot 61 700)^2 + 1240^2} = 4100 \text{ МВт}.$$

Соответственно оперативный резерв составит:

$$P_{оп} = P_{ав} + 2,65\sigma - 0,125 P_{max} =$$

$$= 5450 + 2,65 \cdot 4100 - 0,125 \cdot 61 700 =$$

$$= 6000 \text{ МВт}.$$

С учетом резерва на модернизацию в размере 2% P_{max} , равного 1220 МВт, суммарный резерв составляет $P_{рез} = 2790 + 1200 + 6000 \approx 10 000$ МВт, или 16,4% максимума нагрузки.

Приведенная выше методика расчета необходимого резерва мощности полностью применена для условий изолированно работающей энергосистемы. В тех случаях, когда энергосистема входит в состав того или иного энергообъединения, значение расчетного резерва энергосистемы может быть снижено по сравнению с условиями изолированной работы. Указанное снижение обуславливается уменьшением потреб-

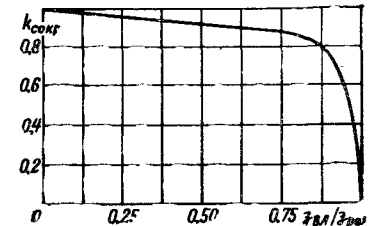


Рис. 3.3. Зависимость коэффициента сокращения аварийного резерва в двухузловой схеме от соотношения затрат в сетевые связи и на резервную мощность

ности, главным образом, в оперативном резерве, а в ряде случаев, как отмечалось выше, и в резерве для проведения капитальных и средних ремонтов.

Снижение потребности энергосистем в оперативном резерве в условиях объединения возможно за счет взаимопомощи энергосистем в аварийных ситуациях с учетом того, что вероятность совпадения расчетных максимальных аварий в энергосистемах, входящих в состав объединения, является очень малой величиной. Реализация эффекта совмещения оперативного резерва при объединении энергосистем возможна лишь при наличии между энергосистемами сетевых связей соответствующей пропускной способности. При отсутствии связи расчетный оперативный резерв объединения равен сумме резервов изолированно работающих энергосистем. При неограниченной пропускной способности связей резерв объединения рассчитывается как для концентрированной энергосистемы для нормативного индекса надежности 0,996. Разность между суммой резервов энергосистем при изолированной работе и резервом при их полном объединении представляет максимально возможное сокращение резерва. В общем случае возможность сокращения, как показано на рис. 3.3, зависит от соотношения затрат в усиление сетевых связей между энергосистемами $z_{ав}$ и затрат на резервную мощность. В условиях ЕЭС СССР оптимальное значение коэффициента сокращения оперативного резерва в целом для ЕЭС составляет примерно 0,9. Распределение сокращения резерва между энергосистемами в объединении зависит от характера связей данной энергосистемы с другими системами и условий формирования балансов мощности отдельных энергосистем.

3.5. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В СУТОЧНЫХ ГРАФИКАХ НАГРУЗКИ

В эксплуатации расчеты суточных режимов работы электростанций проводятся с целью обеспечения минимальных затрат на производство электроэнергии в энергосистемах (или минимального суммарного расхода условного топлива). Такие расчеты проводятся наиболее точными методами на основе детальной информации о реальных характеристиках оборудования, электрических сетей и используемого топлива.

При перспективном проектировании целями расчетов суточных режимов являются:

- проверка использования в балансе энергосистем мощности электростанций с ограниченными энергоресурсами (ГЭС, ГАЭС и др.);
- анализ режимов работы теплоэнергетического оборудования в суточном, недельном и годовом разрезах;
- выявление характерных режимов загрузки сетевых связей в энергосистемах.

Для указанных целей расчеты могут производиться для ограниченного количества характерных режимов с использованием существенно более приближенных методов, чем при диспетчерских расчетах. Обычно достаточным является определение режимов работы электростанций в суточных графиках рабочих и выходных дней характерных периодов (зимний максимум, лето, период паводка).

Исходным при анализе суточных режимов работы электростанций является покрытие графика нагрузки для зимних рабочих суток. В расчетах покрытия указанных суток рассматривается располагаемая мощность электростанций, принятая при составлении баланса мощности энергосистем. Непосредственно в покрытии графика нагрузки участвует рабочая мощность электростанций, равная располагаемой мощности за вычетом мощности, находящейся в текущем, капитальном и аварийном ремонтах.

Вывод оборудования в текущий и аварийный ремонт учитывается для КЭС, ТЭЦ и АЭС. Вывод оборудования в капитальный ремонт (там, где определена необходимость его проведения в зимний период) учитывается только для КЭС. Значение мощности, находящейся в текущем и капитальном ремонтах, определяется в соответствии с положениями, приведенными в § 3.4.

Суммарная мощность оборудования, находящегося в аварийном ремонте, принимается равной математическому ожиданию аварийного выхода мощности в системе и определяется по выражению

$$P_{ав,рем} = \sum_j^n P_{агрj} n_j q_j, \quad (3.11)$$

где $P_{агрj}$ — единичная мощность агрегата типа j ; n_j — число агрегатов данного типа; q_j — относительная аварийность агрегатов данного типа (см. табл. 3.9); $P_{ав,рем}$ — математическое ожидание мощности агрегатов, находящихся в аварийном простое.

Распределение суммарной мощности ремонтов (текущих и аварийных) между отдельными электростанциями одного типа производится примерно пропорционально их мощности. Для блочных КЭС мощность оборудования, находящегося в ремонте, округляется до целого блока. Для АЭС, ТЭЦ и КЭС с поперечными связями ремонтная мощность ус-

ловно не связывается с выводом в ремонт целых агрегатов, а учитывается в виде соответствующего снижения их рабочей мощности.

Разность между суммарной рабочей мощностью электростанций и максимальной нагрузкой расчетного графика представляет собой сумму оперативного резерва, размещаемого на электростанциях, и неиспользуемой мощности ГЭС и ГАЭС, которая выявляется в ходе вписывания ГЭС и ГАЭС в график нагрузки энергосистемы. Часть оперативного резерва (примерно 2—3 % максимума нагрузки, но не менее мощности крупнейшего агрегата) рассматривается в качестве вращающегося резерва, который размещается прежде всего на ГЭС и ГАЭС и составляет до 10—15 % их располагаемой мощности. На ТЭЦ может быть размещен вращающийся резерв до 5 % их располагаемой мощности. Возможно размещение части вращающегося резерва на наименее экономичных КЭС. Оставшаяся за вычетом вращающегося резерва часть оперативного резерва представляет собой холодный резерв, который в энергосистемах европейской части СССР размещается в первую очередь на газомазутных, а затем на угольных КЭС. При этом вывод мощности КЭС в холодный резерв не должен превышать размеры оставшаяся мощность на КЭС на выходные дни.

Первым этапом покрытия суточного графика нагрузки является вписывание в график ГЭС и ГАЭС, которое осуществляется с учетом необходимости максимально возможного использования их располагаемой мощности (с учетом размещаемого на ГЭС и ГАЭС резерва) и полного использования заданного суточного ресурса энергии. Для ГЭС суточный ресурс энергии $W_{сут}^{ГЭС}$ определяется по значению гарантированной среднемесячной мощности ГЭС $P_{гар}^{ГЭС}$, определяемой для каждой ГЭС по месяцам года на основании водно-энергетических расчетов для расчетных маловодных условий:

$$W_{сут}^{ГЭС} = P_{гар}^{ГЭС} \cdot 24k_{м,н}, \quad (3.12)$$

где $k_{м,н}$ — коэффициент внутримесячной неравномерности отдачи ГЭС, характеризующий отношение среднесуточной мощности ГЭС в рабочий день к гарантированной среднемесячной мощности. В зависимости от степени неравномерности режима электропотребления и регулирующих возможностей водохранилища ГЭС этот коэффициент принимается равным 1,0—1,2.

Вписывание ГЭС в график осуществляется с учетом следующих условий:

• площадь, занимаемая ГЭС в графике нагрузки, должна быть равна суточной энергии ГЭС;

• максимальная мощность участия ГЭС в покрытии нагрузки не должна превышать располагаемой мощности ГЭС за вычетом размещенного резерва;

• в каждый час суток мощность участия ГЭС должна быть не меньше базисной мощности ГЭС $P_{баз}^{ГЭС}$, задаваемой из условия обеспечения минимально необходимых судоходных, транспортных или санитарных пусков воды в нижнем бьефе ГЭС;

• график работы ГЭС, получаемый после вписывания ГЭС, должен быть максимально выровнен.

Используемая в балансе мощность ГЭС равна сумме максимальной мощности участия ГЭС и резерва мощности, размещенного на ГЭС. Разность между располагаемой мощностью и используемой мощностью ГЭС, как отмечалось выше, представляет собой неиспользуе-

мую мощность, появление которой характерно для крупных ГАЭС с длительным периодом освоения их мощности (например, в ОЭС Сибири).

Вписывание ГАЭС в суточный график нагрузки при работе в турбинном режиме проводится аналогично вписыванию ГАЭС. При этом суточная энергия ГАЭС определяется с учетом потребления энергии ГАЭС при работе ее в насосном режиме*:

$$W_{турб}^{сут} = W_{нас}^{сут} \eta^{ГАЭС}, \quad (3.1)$$

где $\eta^{ГАЭС}$ — коэффициент полезного действия ГАЭС.

Максимальное потребление энергии ГАЭС в насосном режиме определяется по заданному проектному суточному числу часов работы ГАЭС в турбинном режиме:

$$W_{нас}^{сут} = \frac{P^{ГАЭС} h_{сут}^{ГАЭС}}{\eta^{ГАЭС}}, \quad (3.2)$$

где $P^{ГАЭС}$ — проектная располагаемая мощность ГАЭС; $h_{сут}^{ГАЭС}$ — проектное суточное число часов работы в турбинном режиме.

Фактическое потребление энергии в насосном режиме зависит от насосной мощности ГАЭС и продолжительности заряда в ночные часы.

Распределение нагрузки по часам суток между агрегатами тепловых электростанций, включая КЭС, ТЭС, АЭС и ГТЭС, осуществляется в графике нагрузки, получаемом в результате вычитания из расчетного графика энергосистем графиков нагрузки ГЭС и ГАЭС. В качестве экономического критерия распределения нагрузок между тепловыми электростанциями используется минимум суммарных приведенных затрат на топливо. Стоимость отдельных видов топлива, используемого на электростанциях, принимается по замыкающим затратам на топливо.

При распределении нагрузок между тепловыми электростанциями АЭС (АКЭС и АТЭС) размещаются в базисной части графика нагрузки без разгрузки в ночные часы.

При определении режима работы ТЭС предполагается, что в зимнее время они полностью загружены по теплоте и в дневные часы работают с полной располагаемой мощностью за вычетом необходимого ремонтного и оперативного резервов. Возможная разгрузка ТЭС на органическом топливе в ночные часы (без редуцирования пара) определяется в зависимости от характера тепловой нагрузки с учетом результатов анализа фактических режимов работы ТЭС данной энергосистемы. В среднем по всем типам ТЭС указанная разгрузка составляет до 10—15% загрузки ТЭС в дневные часы. В случае необходимости дифференциации загрузки ТЭС по типам возможная разгрузка ТЭС в ночные часы зимних рабочих дней, в воскресные дни, также в неотапливаемый период показана в табл. 3.13 по отношению к максимальной нагрузке в зимний рабочий день.

Распределение нагрузок по часам суток между КЭС, ГТЭС, ПЭС и конденсационной мощностью ТЭС, включая выбор состава работающего оборудования, производится с использованием энергетических характеристик агрегатов ТЭС, представляющих собой зависимость

* При необходимости вписывания в график других типов аккумулирующих электростанций (например, ВАГТЭС или АЭС с тепловым аккумулярованием) для определения мощностей участия и продолжительности работы станций в дневные часы используются зависимости (3.13) и (3.14), с учетом технических характеристик рассматриваемых станций.

Таблица 3.13. Показатели снижения загрузки ТЭС при работе по тепловому графику

Тип агрегата	Зимний период			Неотапливаемый период
	Рабочие дни, ночные часы	Воскресные дни		
		Дневные часы	Ночные часы	
P	1,0	1,0	1,0	0,9
T	0,86	0,86	0,7—0,75	0,15
ПТ	0,66—0,7	0,66—0,7	0,66—0,7	0,43—0,52

сового расхода условного топлива от нагрузки агрегата. С достаточной для целей перспективного проектирования точностью в расчетах могут использоваться двухзонные энергетические характеристики:

$$B = B_x + b'_k P_1 + b''_k (P_{ном} - P_1), \quad (3.15)$$

где B_x — расход XX, равный $b_x P_{ном}$; b'_k — относительный прирост расхода топлива (частичный удельный расход) в первой зоне, т/МВт; b_x — удельный расход XX, т/МВт; b''_k — то же во второй зоне (от мощности P_1 до номинальной). Энергетические характеристики конденсационных агрегатов представлены в табл. 3.14.

Для теплофикационных агрегатов, работающих по конденсационному циклу, параметры энергетических характеристик с известным

Таблица 3.14. Энергетические характеристики агрегатов КЭС

Тип агрегата	Вид топлива	Мощность, МВт		Коэффициенты энергетической характеристики, т/МВт ¹		
		$P_{ном}$	P_1	b_x	b'_k	b_k
К-1200-240	Мазут	1200	1200	0,0225	0,283	0,283
К-800-240	»	800	800	0,0240	0,284	0,284
К-800-240	Уголь	800	800	0,0244	0,289	0,289
К-500-240	»	500	410	0,0296	0,282	0,298
К-500-130	Мазут	500	420	0,0245	0,345	0,362
(полуциповый)						
К-500-130	Уголь	500	420	0,0258	0,364	0,380
К-300-240	Мазут	300	300	0,0237	0,288	0,288
К-300-240	Уголь	300	300	0,0250	0,293	0,293
К-210-130	Мазут	210	187	0,0200	0,291	0,309
К-210-130	Уголь, сланец	210	187	0,0214	0,296	0,314
К-160-130	Мазут	160	160	0,0212	0,296	0,296
К-160-130	Уголь	160	160	0,0212	0,302	0,302
ГТ-100-750	Газотурбинное	100	100	0,110	0,350	0,350

¹ В условном топливе.

приближением могут быть приняты по показателям конденсационных агрегатов, аналогичных по мощности и параметрам.

Распределение нагрузки между тепловыми электростанциями в известном составе включенного оборудования производится обратно пропорционально относительному приросту топливной составляющей себестоимости 1 кВт·ч, определяемому как произведение относительного прироста расхода топлива b_k на стоимость топлива.

Состав включенного оборудования определяется следующим образом.

1. При прохождении максимума нагрузки суммарная мощность включенного оборудования должна превышать максимум нагрузки 2—3 % (но не менее мощности наиболее крупного агрегата), что обеспечивает необходимый включенный резерв. Если располагаемая мощность электростанций (за вычетом планового и аварийного ремонта) существенно превышает указанную величину, то для определения оптимального состава включенного в час максимума оборудования должно быть проведено сопоставление полных суточных затрат на топливо в системе при работе всех исправных агрегатов или при выводе части их в невключенный резерв.

2. При снижении нагрузки оптимальный состав работающего оборудования определяется путем сопоставления затрат на топливо в системе при работе максимального количества агрегатов со сниженной загрузкой или уменьшенного количества агрегатов с увеличенной загрузкой плюс дополнительные затраты на ежесуточные пуск и останов агрегатов. Ориентировочные значения расходов топлива на пуск и останов агрегатов различного типа приведены в табл. 3.15.

Технические минимумы нагрузки энергоблоков рекомендуется принимать в соответствии с данными табл. 3.16.

Ежесуточный останов энергоблоков (за исключением специализированных маневренных энергоблоков), как правило, не рекомендуется и допускается лишь на выходные дни. Указанная рекомендация соот-

Таблица 3.15. Расходы условного топлива на пуск и останов агрегатов КЭС, т

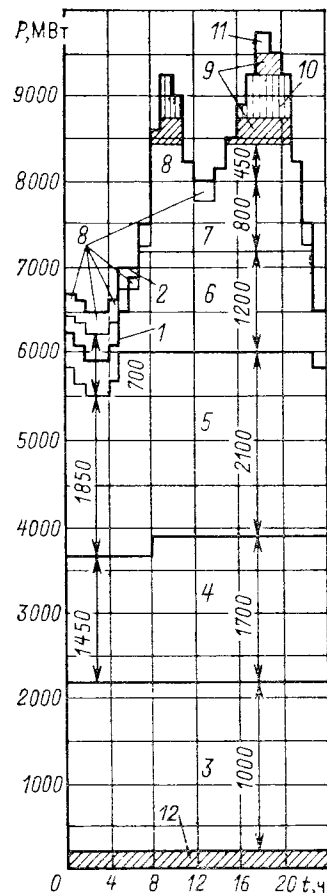
Состояние блока	Агрегат			
	К-100-90	К-150-130	К-200-130	К-300-240
Холодный				
После останова:				
на 1 сут	30	50	60	150
на 8—10 ч	21	40	60	100
	8	25	30	80

Таблица 3.16. Технические минимумы нагрузки энергоблоков

Тип энергоблоков	Технический минимум нагрузки, % номинальной мощности
На твердом топливе с жидким шлакоудалением	75
Прочие на твердом топливе	60
На газомазутном топливе	50

рис. 3.4. Пример покрытия суточного графика нагрузки объединенной энергосистемы:

1 — суточный график нагрузки системы; 2 — то же с учетом заряда ГАЭС; 3 — АЭС; 4 — ТЭЦ; 5 — блоки КЭС К-300-240 на угле; 6 — блоки КЭС К-200-130 на угле; 7 — подлупиковые блоки МГ-210; 8 — блоки К-150-130 на мазуте; 9 — ГЭС; 10 — ГАЭС; 11 — ГТУ; 12 — базовая мощность ГЭС



ветствует действующим ограничениям на количество остановов в течение года блоков 24 МПа и блоков 160—200 МВт, отработавших расчетный ресурс 100 000 ч. Количество одновременно останавливаемых на одной КЭС агрегатов в выходные дни не должно превышать двух блоков 24 МПа или одной трети общего количества блоков 160—200 МВт, при этом в работе должно оставаться не менее двух блоков.

В случаях, когда определенное с учетом указанных выше положений минимальное суммарное участие электростанций в графике превышает нагрузку энергосистемы в ночные часы рабочих суток и в ночные и дневные часы выходного дня, рассматриваются следующие мероприятия по обеспечению допустимого режима работы электростанций:

выдача режимных избытков мощности в соседние ОЭС с обоснованием, в случае необходимости, усиления пропускной способности межсистемных связей;

вынужденный останов блоков 160—200 МВт в часы минимальных нагрузок;

дополнительное снижение загрузки ТЭЦ за счет редуцирования пара в размерах, обеспечиваемых производительностью РОУ; работа АЭС с разгрузкой.

Покрывание суточных графиков нагрузки рабочих дней других характерных сезонов года производится аналогично покрытию зимних графиков с учетом вывода в капитальный ремонт и холодный резерв оборудования ТЭС на суммарную мощность, равную сезонному снижению нагрузки (с учетом заданных сезонных перетоков взаимопомощи между системами). При распределении капитальных ремонтов между станциями принимается, что на ТЭЦ в летний период постоянно находится в капитальном ремонте 15—20 % суммарной мощности. На АЭС в летний период находится в капитальном ремонте 20—25 % суммарной мощности, но не менее одного блока. Оставшаяся мощность ремонтируется на КЭС.

Загрузка ТЭЦ в летний период определяется прежде всего теплым графиком нагрузки. Если по балансу мощности системы требуется большая нагрузка ТЭЦ, чем по тепловому графику, то мощность ТЭЦ в необходимых размерах может использоваться в конденсационном режиме.

В примере покрытия графика, представленном на рис. 3.4, первая часть графика нагрузки системы (до 10-часовой зоны) покрывается гидроэлектростанциями и специализированными пиковыми установками. В базисе графика в соответствии со значением топливной составляющей себестоимости электроэнергии размещаются АЭС и ТЭЦ, затем КЭС с блоками 300 МВт. В полупиковой зоне графика размещаются блоки К-210-130 на угле, полупиковые блоки МГ-210, выше блоки К-150-130 на мазуте. Здесь же могут размещаться КЭС с порочными связями с агрегатами мощностью 100 МВт и ниже, а также конденсационные «хвосты» агрегатов ТЭЦ, не полностью загруженные по теплоте.

В крупных энергообъединениях нахождение экономического распределения суточного графика нагрузки между электростанциями узлам данным выше методом является достаточно трудоемкой операцией, связью с чем при большом объеме работ для этой цели рекомендуется проведение расчетов на ЭВМ. Для расчетов суточных режимов электростанций при перспективном проектировании может быть рекомендована модель «Режим — М», разработанная ЭНИИ имени Г. М. Крижановского совместно с Северо-Западным отделением института «Энергосетьпроект» для ЕС ЭВМ. Модель обеспечивает оптимизацию суточных режимов всех типов электростанций (включая ГЭС и ГАЭС) многоузловой энергосистеме с учетом ограничения на перетоки мощности по сетевым связям между узлами. Модель может быть использована как на уровне объединенных энергосистем, так и ЕЭС СССР.

3.6. ПЕРЕТОКИ МОЩНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ СВЯЗЕЙ

Перетоки мощности между энергоузлами (подстанциями энергосистемы и между энергосистемами в более крупных энергообъединениях) при перспективном проектировании определяются с целью выявления требований к пропускной способности и параметрам электрических сетей, которые кладутся в основу их дальнейшего проектирования.

Методы выбора расчетных перетоков существенно отличаются для распределительных сетей и основных сетей объединенных энергосистем и ЕЭС СССР. Расчетными для выбора схем и параметров распределительных сетей являются нагрузки соответствующих участков сети при прохождении годового максимума нагрузки энергосистемы или других характерных периодов, когда нагрузка сети может достигнуть наибольших значений для обеспечения питания потребителей.

При выборе схем и параметров основных сетей объединения энергосистем рассматриваются:

а) расчетные длительные перетоки мощности, которые имеют место в режимах работы энергосистемы, характеризующихся средними условиями нахождения основного оборудования электростанций в плановом и аварийном ремонтах;

б) расчетные максимальные перетоки мощности, которые имеют место в режимах работы энергосистем, характеризующихся неблагоприятными сочетаниями нахождения в плановом и послеаварийном монтаже основного оборудования электростанций.

По расчетным длительным перетокам мощности определяются сечения проводов линий электропередачи, потери мощности и энергии и рациональные способы резервирования элементов сети. По расчетным максимальным перетокам определяется пропускная способность сети.

При определении расчетных перетоков мощности энергосистема рассматривается как совокупность узлов, внутри которых ограничения по перетокам мощности отсутствуют и которые соединены между собой системообразующими связями. При этом последовательно рассматриваются участки системообразующих связей, объединяющих две различные части энергосистемы. В частном случае одна из частей энергосистемы может представлять собой узел. В тех случаях, когда рассматриваемые части энергосистемы соединяются несколькими связями, расчетный переток определяется для всей совокупности связей в соответствующем «сечении».

Расчетные длительные перетоки мощности представляют собой, как правило, балансовые перетоки, определяемые для часа годового максимума нагрузки энергосистемы. При этом предполагается, что как в самой энергосистеме, так и в других энергосистемах в составе ЕЭС СССР имеют место средние условия нахождения оборудования в плановом и аварийном ремонтах (длительный режим).

Балансовые перетоки между энергоузлами (энергосистемами) определяются на основе анализа балансов мощности районных энергосистем и отдельных узлов. При этом балансовый поток по участкам сети, связывающей данный узел с остальной частью системы, определяется по выражению

$$P_{\text{бал}} = P_{\text{max}} - (P_{\text{расп}} - P_{\text{рез}}), \quad (3.16)$$

где P_{max} — максимум нагрузки узла; $P_{\text{расп}}$ — располагаемая мощность электростанций в данном узле; $P_{\text{рез}}$ — суммарный резерв мощности, размещаемый на электростанциях данного узла.

При определении балансовых перетоков резерв мощности на электростанциях принимается таким образом, чтобы его значение было не меньше суммы резервов для плановых ремонтов и аварийного ремонта в размере математического ожидания аварии. Резерв сверх минимально необходимого значения распределяется по энергоузлам, исходя из минимума суммарных затрат на резервирование.

При наличии технических или энергетических ограничений по использованию или регулированию мощности электростанций в суточном или годовом разрезах сведения балансов мощности узлов вне часа годового максимума нагрузки может потребовать увеличения балансовых потоков мощности по сравнению с определенными по (5.2). В суточном резерве к таким точкам относятся час совмещенного максимума нагрузки ЕЭС (если он не совпадает с часом собственного максимума ОЭС), часы ночного провала нагрузки и околопиковые часы, когда нагрузка узлов еще мало отличается от максимальной, а участие в ее покрытии расположенных в этих узлах пиковых электростанций (ГЭС, ГАЭС, ГТЭС) резко снижается, и т.п. В годовом разрезе при наличии в ОЭС гидроэлектростанций такое положение может иметь место в летние месяцы, когда регулирование участия ГЭС может быть ограничено требованиями ирригации и судоходства. В указанных случаях в качестве расчетных для выбора отдельных участков сети принимаются балансовые потоки для соответствующих периодов суток и года.

В отдельных режимах работы системы условия экономичного распределения нагрузок между электростанциями могут вызывать появ-

ление перетоков, превышающих балансовые. Принятие указанных жимных перетоков в качестве расчетных должно быть обосновано экономически путем сравнения затрат на усиление связей с дополнительными затратами на топливо в системе при ограничении значений режимных перетоков.

При определении расчетных длительных перетоков по основным сечениям должна учитываться возможность непредвиденных отклонений режимов мощности энергосистем и узлов от проектируемых и соответственно связанная с этим неточность определения значений балансовых перетоков.

С учетом этого фактора для экономических расчетов при обосновании схем сетей и сечений проводов рекомендуется принимать расчетные длительные потоки в основных сетях по выражению

$$P_{\text{дл}} = \sqrt{P_{\text{бал}}^2 + \sigma_{\text{н}}^2}, \quad (3.1)$$

где $P_{\text{бал}}$ — балансовый переток мощности в исходном длительном режиме; $\sigma_{\text{н}}$ — среднее квадратическое отклонение нагрузки меньшей рассматриваемых частей энергосистемы, определяемое в соответствии с (3.5).

Расчетные максимальные перетоки мощности в основных сетях объединенных энергосистем определяются путем добавления к балансовым перетокам дополнительных резервных перетоков, возникающих при использовании резервов мощности, размещенных в одних узлах объединения, для покрытия нагрузок потребителей других узлов при нахождении в послеаварийном ремонте максимального расчетного количества агрегатов на электростанциях этих узлов.

В сечениях основной сети объединенных энергосистем значение расчетного максимального перетока может быть определено по выражению

$$P_{\text{maxр}} = \pm P_{\text{бал}} + 1,2P_{\text{оп}}^{\text{из}} - P_{\text{оп}}^{\text{разм}}, \quad (3.1)$$

или, что то же самое,

$$P_{\text{maxр}} = 1,2P_{\text{оп}}^{\text{из}} - (P_{\text{расп}} - P_{\text{max}} - P_{\text{рем}}), \quad (3.1)$$

где $P_{\text{оп}}^{\text{из}}$ — расчетный оперативный резерв в узле, который был бы необходим в условиях изолированной работы узла (энергосистемы) для обеспечения индекса надежности 0,996; $P_{\text{оп}}^{\text{разм}}$ — часть оперативного резерва, размещаемого в данном узле; $P_{\text{расп}}$ — располагаемая мощность электростанций в узле; P_{max} — максимум нагрузки узла; $P_{\text{рем}}$ — резерв для проведения текущего, капитального и среднего аварийного ремонтов на электростанциях данного узла.

Определение максимальных расчетных перетоков в сечениях производится при рассмотрении расчетных аварийных ситуаций в частях энергосистем по обе стороны от сечений. Соответственно для выбора схемы связей принимаются наибольшие значения перетоков. Расчетный оперативный резерв в каждой из частей энергосистемы находится в соответствии с положениями, приведенными в § 3.4.

В условиях ЭЭС СССР определение расчетных максимальных перетоков по межсистемным связям является существенно более сложной задачей, решаемой на основе совместной оптимизации значений размещения оперативного резерва в энергосистемах и пропускной способности межсистемных связей. При этом в качестве расчетных ра-

считываются различные режимы ЭЭС, характеризующиеся максимальными аварийными ситуациями, как в отдельных объединенных энергосистемах, так и в тех или иных частях ЭЭС. В целом пропускная способность межсистемных связей в сечениях, делящих ЭЭС на две части, должна составлять не менее m , %, максимума нагрузки меньшей из рассматриваемых частей ЭЭС СССР в соответствии с нижеприведенными значениями:

Мощность меньшей из частей ЭЭС, ГВт	10	25	50	100	150 и более
m , %	15	9,0	6,0	3,5	3,0

Для узлов объединенных и районных энергосистем, включающих одну электростанцию, максимальное расчетное получение мощности из остальной части энергосистемы определяется по условию нахождения в ремонте в период максимума нагрузки двух агрегатов, а максимальная выдача — по условию работы электростанции на полную мощность.

Пропускная способность основных сетей ОЭС и ЭЭС должна удовлетворять следующим требованиям:

передача расчетных длительных перетоков должна обеспечиваться при нормативном уровне устойчивости и надлежащем качестве электроэнергии у потребителей как при полной схеме сети, так и при отключенном любом ее элементе (линии электропередачи, автотрансформаторе связи);

при одновременном аварийном отключении второго элемента сети допускается ограничение передаваемой мощности;

передача расчетных максимальных перетоков должна обеспечиваться при полной схеме сети без снижения качества электроэнергии и запаса статической устойчивости против нормативного.

На начальных этапах реализации проектной схемы основной сети временно допускается неполное резервирование отдельных узлов с возможностью частичного ограничения потребителей (до 20—25 % максимума нагрузки узла) при отключении одного элемента сети.

При особо тяжелых (нерасчетных) авариях на электростанциях или в сетях (полное отключение мощной КЭС, отключение обеих цепей магистральной электропередачи и т. д.) предусматривается действие противоаварийной автоматики с отключением для обеспечения устойчивости системы части потребителей и генераторов.

РАЗДЕЛ ЧЕТВЕРТЫЙ

СХЕМЫ СЕТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

4.1. НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Номинальные напряжения электрических сетей в СССР (табл. 4.1) установлены действующим стандартом (ГОСТ 721-77*).

Международная электротехническая комиссия (МЭК) рекомендует стандартные напряжения выше 1000 В для систем с частотой 50 Гц, указанные в табл. 4.2.

Таблица 4.1. Номинальные междуфазные напряжения, кВ, для напряжений выше 1000 В по ГОСТ 721-77 (СТ СЭВ 779-77)

Сети и приемники	Генераторы и синхронные компенсаторы	Трансформаторы и автотрансформаторы без РПН		Трансформаторы и автотрансформаторы с РПН		Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования
		Первичные обмотки	Вторичные обмотки	Первичные обмотки	Вторичные обмотки	
(3)*	(3, 15)*	(3) и (3, 15)**	(3, 15) и (3, 3)	—	(3, 15) —	(3, 6)
6	6, 3	6 и 6, 3**	6, 3 и 6, 6	6 и 6, 3**	6, 3 и 6, 6	7, 2
10	10, 5	10 и 10, 5**	10, 5 и 11, 0	10 и 10, 5**	10, 5 и 11, 0	12, 0
20	21, 0	20	22, 0	20 и 21, 0**	22, 0	24, 0
35	—	35	38, 5	35 и 36, 75	38, 5	40, 5
110	—	—	121	110 и 115	115 и 121	126
(150)*	—	—	(165),	(158)	(158)	(172)
220	—	—	242	220 и 230	230 и 242	252
330	—	330	347	330	330	363
500	—	500	525	500	—	525
750	—	750	787	750	—	787
1150	—	—	—	1150	—	1200

* Номинальные напряжения, указанные в скобках, для вновь проектируемых сетей не рекомендуются.
 ** Из трансформаторов и автотрансформаторов, присоединяемых непосредственно к линиям генераторного напряжения.

Таблица 4.2. Напряжения выше 1000 В, рекомендуемые МЭК, кВ

Номинальное напряжение электрических сетей	Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования	Номинальное напряжение электрических сетей	Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования
3,0*; 3,3*	3,6*	110; 115	123
6,0*; 6,6*	7,2*	132; 138	145
10; 11	12	(150)	(170)
(15)	(17, 5)	220; 230	245
20; 22	24	Не установлено	(300)
33* ²	36* ²	То же	363
35* ²	40,5* ²	» »	420
(45)	(52)	» »	525* ³
66; 69	72, 5	» »	765* ⁴
		» »	1200

* Не рекомендуется для городских электрических сетей.

*² Рассматривается унификация этих значений.

*³ Используется также 550 кВ.

*⁴ Допускается применение напряжений в диапазоне 765—800 кВ при условии, что испытательное напряжение электрооборудования такое же, как и для 765 кВ.

Примечания: 1. Напряжения, указанные в скобках, не рекомендуются.
 2. Промежуточное значение напряжения между 765 и 1200 кВ, существенно отличающееся от этих значений, будет введено, если оно окажется необходимым в каком-либо географическом районе; в этом случае в данном районе не должны применяться напряжения 765 и 1200 кВ.

3. В одном географическом районе рекомендуется применение одного значения из каждой из следующих групп наибольших рабочих напряжений: 245—300—363; 363—420; 420—525.

Напряжения 6—10 кВ предназначены для распределительных сетей в городах, сельской местности и на промышленных предприятиях; преимущественное распространение имеет напряжение 10 кВ, сети 6 кВ применяются при наличии на предприятиях значительной нагрузки электродвигателей с номинальным напряжением 6 кВ. К этому классу номинальных напряжений примыкают имеющиеся в ГОСТ напряжения 3 и 20 кВ. Применение напряжения 3 кВ для вновь проектируемых сетей не рекомендуется. Напряжение 20 кВ для электрических сетей применяется только в Латвийской энергосистеме.

Напряжение 35 кВ используется для создания центров питания сетей 6 и 10 кВ главным образом в сельской местности. Трансформации 35/0,4 кВ используется реже. С ростом плотности электрических нагрузок в ряде районов намечается тенденция к ограничению развития сетей 35 кВ и замене их сетями 110 кВ (см. § 4.8 и 4.9).

В СССР получили распространение две системы напряжений электрических сетей (110 кВ и выше): 110—220—500 и 110(150)—330—750 кВ. Первая система применяется в большинстве ОЭС, вторая нашла применение только в ОЭС Юга и Северо-Запада (в ОЭС Центра, Северного Кавказа и Закавказья при основной системе 110—220—500 кВ ограниченное распространение имеют также сети 330 кВ).

Известен ряд попыток определить экономические зоны применения электропередач разных напряжений с учетом капитальных затрат в линии и подстанции, ежегодных расходов и сроков окупаемости. Для

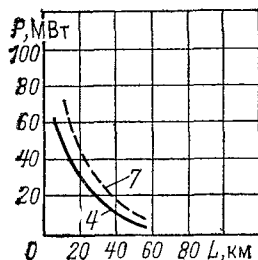
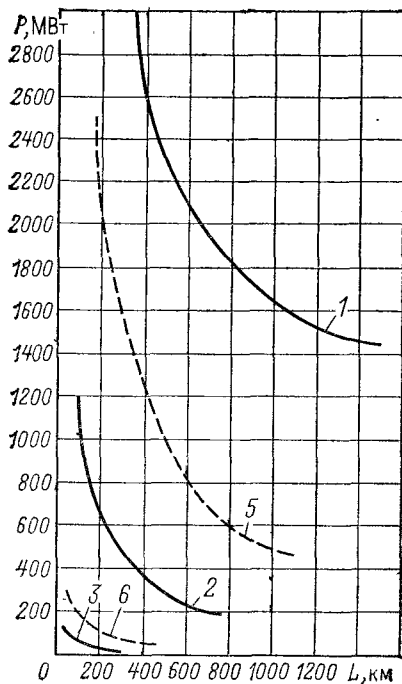


Рис. 4.1. Области применения электрических сетей разных номинальных напряжений. Указаны границы равноэкономичности:

1 — 1150 и 500 кВ; 2 — 500 и 220 кВ; 3 — 220 и 110 кВ; 4 — 110 и 35 кВ; 5 — 750 и 330 кВ; 6 — 330 и 150 кВ; 7 — 150 и 35 кВ

ориентировочной оценки областей применения этих напряжений на рис. 4.1 приведены экономические зоны для обеих систем напряжений.

Наивыгоднейшее напряжение $U_{эк}$ может быть предварительно определено по формуле¹

$$U_{эк} = \frac{1000}{\sqrt{500/L + 2500/P}}, \quad (4.1)$$

где L — длина линии, км; P — передаваемая мощность, МВт. В отличие от других эмпирических выражений приведенная формула дает удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений переменного тока в диапазоне от 35 до 1150 кВ.

Табл. 4.3 характеризует пропускную способность и дальность передачи линий 110—1150 кВ с учетом наиболее часто применяемых сечений проводов, практики их выбора и фактической средней длины ВЛ. В таблице приведены данные по электропередачам всех имеющихся в СССР напряжений (включая нестандартное — 400 кВ и мало распространенное 150 кВ).

Из приведенных данных видно, что передаваемая мощность, определенная на основании опыта проектирования, для средних сечений проводов близка или совпадает с натуральной мощностью электропередачи.

Фактическая дальность передачи для ВЛ всех напряжений, как

Таблица 4.3. Пропускная способность и дальность передачи линий 110—1150 кВ

Напряже-ние линии, кВ	Сечение провода, мм	Передаваемая мощность, МВт		Длина линии электропередач, км	
		натураль-ная	при плотности тока 1,1 А/мм ² *	Предель-ная—при КПД=0,9	Средняя (между двумя соседними ПС)
110	70—240	30	13—45	80	25
150	150—300	60	38—77	250	20
220	240—400	135	90—150	400	100
330	2×240—2×400	360	270—450	700	130
400	3×300—3×400	500	620—820	1000	180
500	3×300—3×500	900	770—1300	1200	280
750	5×300—5×400	2100	1500—2000	2200	300
1150	8×300—8×500	5200	4000—6000	3000	—

* Для ВЛ 750—1150 кВ 0,85 А/мм².

правило, значительно ниже предельной. Среднюю дальность передачи (в отличие от средней длины линии) можно оценить как половину длины ВЛ соседнего высшего для данной шкалы класса напряжения, которая характеризует расстояние между центрами питания рассматриваемой сети (например, средняя дальность электропередачи по сети 220 кВ равна 140 км — половине средней длины ВЛ 500 кВ).

Напряжение 110 кВ имеет наиболее широкое распространение для распределительных сетей во всех ОЭС — независимо от принятой шкалы. На этом напряжении осуществляется электроснабжение промышленных предприятий и узлов, больших городов, электрификация железнодорожного и трубопроводного транспорта, первая ступень распределения электроэнергии в сельской местности.

Напряжение 150 кВ предназначено для сетей, выполняющих те же функции, что и сети 110 кВ, но сети 150 кВ получили распространение только в системе Днепроэнерго и примыкающих к ней районах соседних энергосистем (Киевской, Харьковской, Одесской), а также частично в Кольской энергосистеме. Применение этого напряжения для вновь проектируемых сетей не рекомендуется и допускается только для развития существующих сетей в указанных районах.

Напряжение 220 кВ используется в системе 110—220—500—1150 кВ для создания центров питания сети 110 кВ, в меньшей степени — для выдачи мощности электростанций (главным образом, электростанций сравнительно небольшой мощности, сооруженных в 60-х годах). С развитием сети 500 кВ сети 220 кВ приобрели в основном распределительные функции. По мере роста плотности нагрузок появляется целесообразность непосредственной трансформации 500/110 кВ, что приводит к постепенной стабилизации развития сетей 220 кВ.

Напряжение 330 кВ до недавнего времени использовалось для системообразующей сети энергосистем — выдачи мощности крупных электростанций, межсистемных связей, а также для создания центров питания распределительной сети 110 кВ. Рост плотности нагрузок и единичной мощности электростанций приводит к снижению удельного веса системообразующих сетей 330 кВ и передаче этих функций сетям 750 кВ.

¹ Предложена канд. техн. наук Г. А. Илларионовым.

Напряжение 400 кВ в ГОСТ СССР отсутствует; оно имеет ограниченное применение только в ОЭС Юга для связи с энергосистемами стран — членом СЭВ; дальнейшее развитие сетей этого напряжения не намечается.

Напряжение 500 кВ используется для системообразующих сетей в большинстве ОЭС страны (кроме ОЭС Юга и Северо-Запада). Сети этого напряжения служат для выдачи мощности электростанций, создания межсистемных связей и питания нагрузочных узлов 500/220 и 500/110 кВ.

Напряжение 750 кВ используется для системообразующей сети в ОЭС со шкалой 750—330—110 кВ. Сети этого напряжения получили большое развитие в 70-х годах, применяются для выдачи мощности АЭС, сооружаемых в европейской части страны, создания межсистемных связей и осуществления экспорта электроэнергии в страны — члены СЭВ.

Для ОЭС, где применяется система напряжений 500—220—110 кВ в качестве следующей ступени принято напряжение 1150 кВ, которое введено в ГОСТ в 1977 г.

Напряжение электропередач постоянного тока ГОСТ не предусмотрено. В СССР работает электропередача 800 кВ (между полюсами) Волгоград — Донбасс, сооружается электропередача большой пропускной способности 1500 кВ Экибастуз — Центр.

Выбор напряжения участка сети выполняется одновременно с выбором схемы сети путем сопоставления смежных напряжений в пределах шкалы, принятой в данной ОЭС. При разнице в приведенных затратах менее 5 % предпочтение должно отдаваться варианту использования более высокого напряжения. Сочетания напряжений, входящих в разные шкалы (220—330, 330—500, 500—750 кВ), как правило, не должны применяться, кроме районов стыкования сетей, использующих разные шкалы напряжений. Количество точек стыкования должно быть минимальным.

4.2. ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Системообразующие и распределительные сети. Электрической сетью называют совокупность линий электропередачи и подстанций, работающих на определенной территории (ГОСТ 19431-74).

Сети электроэнергетических систем делятся на системообразующие и распределительные (ГОСТ 24291-80). Системообразующие сети осуществляют функции формирования энергосистемы, объединения электростанций и обеспечивая их функционирование как единого объекта управления, и одновременно осуществляют передачу электроэнергии от электростанций к крупным распределительным узлам. Назначением распределительных сетей является дальнейшее распределение электроэнергии от подстанций системообразующей сети (частично также от шин распределительного напряжения электростанций) до центров питания промышленных, городских и сельских электросетей.

На нынешнем этапе развития энергосистем СССР роль системообразующих сетей выполняют сети 330, 500 и 750 кВ; первой ступенью распределительных сетей общего пользования являются сети 220, 330 и 500 кВ, второй ступенью — 110 и 220 кВ; затем электроэнергия распределяется по сети электроснабжения отдельных потребителей (см. § 4.5—4.9).

Следует отметить условность деления сетей на системообразующие и распределительные по их номинальному напряжению, заключающуюся

в том, что по мере роста плотности нагрузок, мощности электростанций и охвата территории электрическими сетями растет напряжение распределительной сети. Это означает, что сети, выполняющие функции системообразующих, с появлением в энергосистемах сетей более высокого напряжения постепенно «передают» им эти функции, превращаясь в распределительные. Распределительная сеть общего назначения всегда строится по ступенчатому принципу путем последовательного «наложения» электросетей нескольких напряжений. При этом появление следующей ступени напряжения связано с ростом мощности электростанций и целесообразностью ее выдачи на более высоком напряжении. Превращение сети в распределительную приводит к сокращению длины линий за счет присоединения к сети новых подстанций, а также к изменению значений и направлений потоков мощности по линиям.

Выбор схемы электрической сети производится одновременно с выбором напряжения и заключается в определении размещения подстанций, связей между ними (граф сети), предварительной разработке принципиальных схем подстанций, определении числа и мощности трансформаторов на подстанциях и сечений проводов линий электропередачи. Выбор схемы производится на перспективу 5—10 лет, при этом следует исходить из общих принципов ее построения на более далекую перспективу.

Топология электрических сетей развивается в соответствии с географическими условиями, распределением нагрузок и размещением энергоисточников. Многообразие и несхожесть этих условий приводят к большому количеству конфигураций и схем электрической сети, обладающих разными свойствами и технико-экономическими показателями. Оптимальное решение может быть найдено путем технико-экономического сравнения вариантов (см. разд. 8).

Составление наиболее целесообразных вариантов схемы является практически достаточно сложной задачей, так как при большом количестве пунктов питания и узлов нагрузок количество возможных вариантов получается очень большим. Для выбора наиболее экономичных вариантов развития электрических сетей в последнее время все большее применение находят математические модели и ЭВМ. Такие модели разрабатываются двух видов:

оптимизационные, формирующие набор близких к оптимуму (в соответствии с выбранным критерием экономичности) вариантов схем; оценочные, осуществляющие экономическую оценку намеченных вариантов и предварительную проверку их технической допустимости.

Наибольший эффект при проектировании дает совместное применение моделей обоих типов с использованием оптимизационных моделей в качестве «советчика» проектировщика при разработке вариантов развития сети, а оценочных моделей — для экономической оценки этих вариантов и отбора из них одного-двух для последующего, более детального анализа. Следует, однако, отметить, что имеющиеся оптимизационные модели обладают пока рядом существенных недостатков, вследствие чего опыт и искусство проектировщика остаются решающим фактором при выполнении этой части задачи.

Основные требования к схеме сети. Схема должна обеспечивать необходимую надежность, под которой понимается способность выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в условиях, оговоренных в нормативных документах. Согласно «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ) все электроприемники по требуемой степени надежности разделены на три категории.

Первая категория — электроприемники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, нарушение функционирования особо важных элементов городского хозяйства и т. п. Эти электроприемники должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания (таковыми, в частности, считаются две системы или две секции шин одной подстанции, питающейся от двух источников), и перерыв в их электроснабжении может быть допущен только на время автоматического ввода резервного питания.

Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа, внезапные перерывы электроснабжения которой угрожают жизни людей или могут приводить к взрывам и разрушениям основного технологического оборудования. Для электроснабжения этой группы электроприемников должен предусматриваться третий (аварийный) независимый источник, мощность которого достаточна для безаварийного останова производства и который автоматически включается при исчезновении напряжения на основных источниках.

Вторая категория — электроприемники, перерыв электроснабжения которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов и т. п. Эти электроприемники рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых источников питания, при этом допустим перерыв электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной бригадой. Допускается питание электроприемников второй категории по одной воздушной линии или от одного трансформатора, если обеспечена возможность проведения ремонта линии или замены поврежденного трансформатора в течение 1 сут.

Третья категория — все остальные электроприемники. Электроснабжение этих электроприемников может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента сети, не превышают 1 сут.

При разработке схемы электроснабжения необходимо иметь в виду, что потребители электроэнергии, как правило, состоят из электроприемников, относящихся к различным категориям по требуемой степени надежности электроснабжения.

Требования к надежности и пропускной способности системообразующих и распределительных сетей общего назначения регламентированы в [4.2], а к надежности электроснабжения отдельных групп потребителей — промышленных предприятий, городов, сельскохозяйственных потребителей, тяговых подстанций электрифицированных железных дорог, насосных и компрессорных станций магистральных трубопроводов — в [4.3—4.7]. В этих документах конкретизированы требования по резервированию, количеству цепей и трансформаторов на подстанциях, схемам присоединения подстанций к сети, допустимости использования двухцепных ВЛ и др. (см. § 3.6 и 4.4—4.9).

Если рассматриваемые варианты схемы существенно различаются по надежности электроснабжения, рекомендуется производить экономическую оценку ущерба от недоотпуска электроэнергии в соответствии с методикой, изложенной в § 8.5. Учет ущерба от недоотпуска электроэнергии при выполнении технико-экономических расчетов по выбору схем электрических сетей рекомендуется также в следующих случаях: при расчетах пропускной способности системообразующих сетей по условиям взаиморезервирования;

для определения относительной эффективности различных мероприятий, рекомендуемых для обеспечения требуемой надежности;

при обосновании эффективности повышения уровней надежности (степени резервирования) сверх нормативных требований.

При разработке схемы электрических сетей необходимо обеспечивать нормируемое качество электроэнергии у потребителей в соответствии с ГОСТ 13109-67*

Схема сети должна быть достаточно гибкой, приспособленной к разным режимам распределения мощности, возникающим в результате небольших изменений нагрузок потребителей или отклонений балансов мощности энергоузлов от планируемых, а также при плановых или аварийных отключениях отдельных элементов сети; конфигурация и параметры сети должны обеспечивать возможность ее последующего развития без коренных изменений с учетом рационального сочетания с будущими сетями более высокой степени напряжения, а также передачу и распределение мощности в течение длительного времени.

Развитие электрических сетей должно предусматривать рациональное сочетание сооружаемых сетей с действующими, максимальное использование действующих сетей с учетом их возможной реконструкции. Вопросы реконструкции существующих сетей приобретают особое значение в последнее время, когда в ряде энергосистем для значительного количества электросетевых объектов наступает срок физического и морального износа.

Схема сети должна строиться с максимальным охватом территории для комплексного электроснабжения всех расположенных здесь потребителей независимо от их ведомственной принадлежности. При этом следует избегать сооружения протяженных незагруженных участков сети, используемых только в послеаварийных режимах.

Схема должна обеспечивать оптимальный уровень токов КЗ, значения которого на шинах электростанций и подстанций не должны превышать следующих:

Напряжение, кВ	110—150	220—330	500—750
Ток, кА	31,5	40	63

Для ограничения уровня токов КЗ следует рассматривать схемные и режимные мероприятия (см. § 5.7).

Принятая схема сети должна учитывать возможность выполнения *рейсовой защиты, противоаварийной и режимной автоматики.*

Построение электрической сети должно соответствовать условиям охраны окружающей среды, что при выборе схемы выражается в уменьшении площади отчуждаемой для электросетевого строительства земли путем повышения пропускной способности действующих ВЛ, применения двухцепных и многоцепных ВЛ, использования трасс амортизированных линий для сооружения ВЛ следующего класса напряжения, применения простых схем подстанций и т. п.

Одним из важнейших требований к конфигурации и схеме сети является возможность ее *постройки из унифицированных элементов* — линий и подстанций. Применение экономически обоснованного минимума таких элементов позволяет существенно снизить затраты общественного труда на реализацию запроектированной схемы.

Типы конфигурации электрических сетей и их применение. Общепринятая классификация электрических сетей по их конфигурации отсутствует. Однако несмотря на многообразие применяемых конфигураций и схем, любую сеть можно расчленить на отдельные участки, относящиеся к центрам питания (ЦП), и отнести к одному из рассмотренных ниже типов (рис. 4.2).

Одинарная радиальная сеть (далее, для сокращения, тип $P1$, рис. 4.2, а) является наиболее дешевой, однако обеспечивает наименьшую надежность; получила широкое распространение как первый этап развития сети — при небольших нагрузках присоединенных подстанций и возможности их резервирования по сети СН или НН. При этом для правильного проектирования сети уже на первом этапе следует решить в каком направлении намечается дальнейшее развитие сети: путем превращения в один из типов по рис. 4.2, б, в или д.

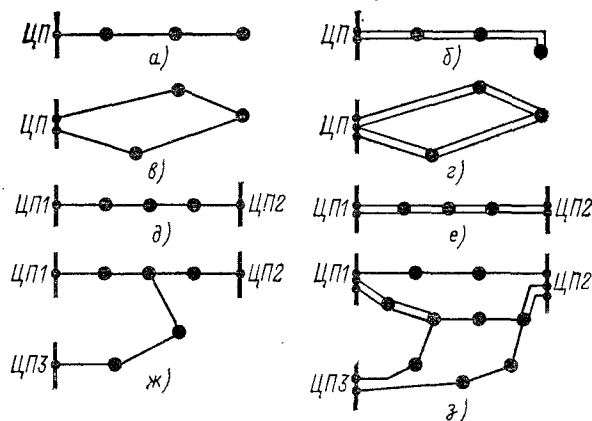


Рис. 4.2. Основные типы конфигурации сети.

а, б — радиальные с одной ($P1$) и двумя ($P2$) ВЛ; в, г — замкнутые от одного ЦП с одной ($Z1$) и двумя ($Z2$) ВЛ; д, е — с двусторонним (от двух ЦП) питанием по одной ($D1$) и двум ($D2$) ВЛ; ж — узловая с тремя ЦП ($У$); з — многоконтурная (M)

Двойная радиальная сеть (тип $P2$, рис. 4.2, б) за счет дублирования линии (на одних или разных опорах) обеспечивает резервирование питания потребителей. Эта схема характеризуется равномерной нагрузкой обеих ВЛ, что соответствует минимуму потерь, не вызывает увеличения токов КЗ в смежных участках сети, позволяет осуществлять четкое ведение режимов работы сети обеспечивает возможность присоединения подстанций по простейшим схемам.

При электроснабжении района от одного ЦП находят также применение замкнутые сети кольцевой конфигурации одинарные (тип $Z1$, рис. 4.2, в) и двойные (тип $Z2$, рис. 4.2, г). Достоинствами этих схем, как и радиальных, являются независимость потокораспределения от токов в сети ВН, отсутствие влияния на уровень токов КЗ в прилегающих сетях, возможность применения простых схем присоединения подстанций.

Широкое применение находит замкнутая одинарная сеть, опирающаяся на два ЦП (тип $D1$, рис. 4.2, д). Эта конфигурация образуется в результате поэтапного развития сети между двумя ЦП. Преимуществами такой конфигурации являются возможность охвата территории сетями, создание «шин» между двумя ЦП для присоединения по мере необходимости новых подстанций, уменьшение суммарной длины ВЛ

сравнению с присоединением каждой подстанции «по кратчайшему пути», что приводит к созданию сложной замкнутой сети, возможность присоединения подстанций по упрощенным схемам. Недостатками конфигурации $D1$ являются большая вероятность неэкономичного потокораспределения при параллельной работе сетей разных напряжений и повышение уровней токов КЗ, вызывающее необходимость секционирования сети в нормальных режимах.

Модификацией конфигурации $D1$ является замкнутая двойная сеть, опирающаяся на два ЦП (тип $D2$, рис. 4.2, е). Применяется при более высоких плотностях нагрузок, обладает практически теми же преимуществами и недостатками, что и конфигурация $D1$.

Узловая сеть (тип $У$, рис. 4.2, ж) имеет более высокую надежность, чем $D1$ и $D2$, за счет присоединения к трем ЦП, однако плохо управляема в режимном отношении и требует сооружения сложной узловой подстанции. Создание такой сети, как правило, бывает вынужденным — при возникновении технических ограничений для дальнейшего использования конфигурации $D1$.

Многоконтурная сеть (тип M , рис. 4.2, з) является, как правило, результатом неуправляемого развития сети в условиях ограниченного количества и неравномерного размещения ЦП. Характеризуется сложными схемами подключения подстанций, трудностями обеспечения оптимального режима, повышенными уровнями токов КЗ.

Основой рационального построения сети является применение простых типов конфигураций и использование в качестве коммутационных пунктов главным образом подстанций следующей ступени напряжения, являющихся центрами питания для проектируемой сети.

Для распределительной сети такими конфигурациями являются в первую очередь двойная радиальная сеть $P2$ и одинарная замкнутая, опирающаяся на два ЦП, $D1$. Технико-экономические исследования и анализ области применения этих конфигураций показывают, что применение конфигурации типа $P2$ (как правило, на двухцепных опорах) эффективнее при небольших расстояниях от потребителей до ЦП и при высоких уровнях нагрузок. Соответственно этот тип сети находит применение для электроснабжения предприятий и отдельных районов городов на напряжении 110 кВ (см. § 4.5 и 4.8).

Конфигурация $D1$ находит широкое применение в сетях 110 кВ для электрификации сельской местности, а также в распределительных сетях 220 кВ, обеспечивая с наименьшими затратами максимальный охват территории. Техническими ограничениями для конфигурации $D1$ являются пропускная способность головных участков, которая должна обеспечивать электроснабжение всех присоединенных подстанций в послеаварийном режиме выхода одного из них, а также предельное количество присоединенных подстанций (см. § 4.4). При возникновении технических ограничений для дальнейшего использования сети типа $D1$ она может быть преобразована одним из способов, указанных на рис. 4.3. Схема на рис. 4.3, а является предпочтительной, так как не усложняет конфигурацию сети, однако возможность ее применения обусловлена благоприятным размещением нового ЦП относительно рассматриваемой сети; схемы на рис. 4.3, б — г приводят к созданию узловых ($У$) и многоконтурных (M) конфигураций и усложнению схем отдельных подстанций; схемы на рис. 4.3, в и з применяются в тех случаях, когда сооружение нового ЦП оказывается нецелесообразным.

Конфигурация типа $D2$ обладает большой пропускной способностью и может использоваться длительное время без преобразования в другие типы, применяется в сетях 110 кВ систем электроснабжения городов, а также в сетях 110—220 кВ для электроснабжения протяжен-

ных потребителей — электрифицируемых железных дорог и трубопроводов.

Замкнутые конфигурации, опирающиеся на один ЦП (31 и 32) используются, как правило, на первом этапе развития сети: первые — сельской местности с последующим преобразованием в два участка на Д1, вторые — в городах с последующим преобразованием в два участка типа Д2.

Применение сложнзамкнутых конфигураций распределительной сети (типов У, М) из-за присущих им недостатков (см. выше) нежелательно, однако в условиях развивающейся сети избежать их не удается.

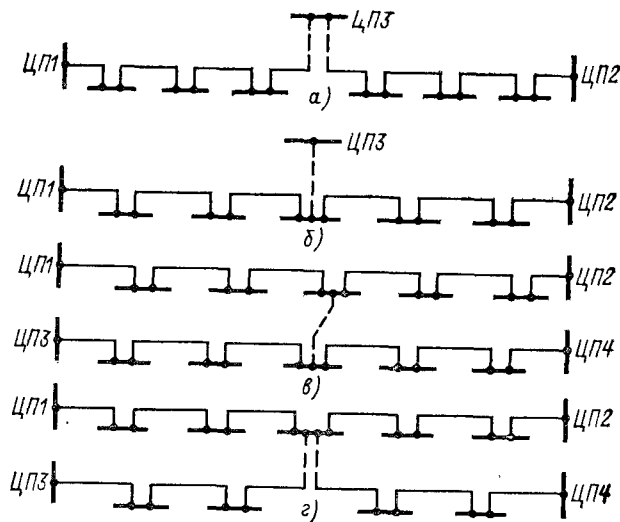


Рис. 4.3. Варианты преобразования конфигурации сети типа Д1:

а — заход на новый ЦП; б — сооружение ВЛ от нового ЦП; в — сооружение ВЛ в связи между двумя конфигурациями Д1; г — расщелка одной конфигурации и заход ее на подстанцию другого участка сети

ется. По мере появления новых ЦП следует стремиться к упрощению многоконтурной сети, при этом новые ЦП целесообразно размещать ее узловых точках.

Системообразующие сети характеризуются меньшим многообразием типов конфигурации. Здесь, как правило, применяются конфигурации Д1 и У, при этом в качестве узловых точек используются распределительные устройства электростанций и часть подстанций сети. Конфигурация системообразующей сети усложняется тем больше, чем длительнее она развивается в качестве сети высшего класса напряжения; после «наложения» сети следующего класса напряжения начинается процесс упрощения конфигурации сети низшего напряжения.

Вопросы размещения и способов присоединения к сети подстанции определяющие схему сети, рассматриваются в § 4.4.

4.3. СХЕМЫ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ И ПРИСОЕДИНЕНИЯ К СЕТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Схема выдачи мощности электростанций зависит от конфигурации и схемы электрической сети энергосистемы, в которой сооружается электростанция, и в свою очередь существенно влияет на дальнейшее развитие этой сети.

Схема присоединения к сети крупных ГЭС и КЭС на органическом топливе на всех этапах ввода мощности должна обеспечивать возможность выдачи всей располагаемой мощности станции (за вычетом нагрузки собственных нужд) в любой период суток или года при работе всех отходящих линий. При отключении одной из линий должна быть обеспечена, как правило, выдача всей мощности станции в часы максимальной нагрузки системы. В отдельных случаях в указанном режиме допускается ограничение выдачи мощности в размерах, не превышающих мощности наиболее крупного блока. Схема присоединения АЭС на всех этапах ввода мощности должна обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности в любой период суток или года как при полной схеме сети, так и при отключении любой из линий.

В качестве расчетного года, как правило, принимается год ввода последнего генератора. При этом следует учитывать, что по мере развития энергосистемы и появления новых электростанций район потребления электроэнергии рассматриваемой электростанции сужается, что может привести к изменению потоков мощности по отходящим ВЛ. В связи с этим схема выдачи мощности должна быть проверена на перспективу не менее 5 лет после ввода последнего генератора.

Основными принципиальными вопросами схемы являются выбор напряжения, на котором выдается мощность, оптимальное распределение генераторов между РУ разных напряжений, количество отходящих ВЛ на каждом из напряжений, характер и размер потоков обменной мощности.

Требования к главным схемам электрических соединений электростанций регламентированы нормами технологического проектирования АЭС, КЭС и ГЭС [4.8—4.10].

Современные крупные конденсационные (на органическом или ядерном топливе) и гидравлические электростанции сооружаются без РУ генераторного напряжения. Большинство электростанций выдает мощность на двух — 220 и 500 или 330 и 750 кВ (рис. 4.4, а, б; 4.5, а, б; 4.6, б) или на одном — 500, 750 или 1150 кВ (рис. 4.4, в, г; 4.5, д; 4.6, в) — напряжении. Новые КЭС на органическом топливе выдают мощность на напряжениях 220, 500 и 1150 кВ, так как в настоящее время они сооружаются только в восточных районах страны, где принята эта система напряжений (рис. 4.5). Три РУ имеют немногочисленные электростанции, на которых часть генераторов присоединяется к РУ 110 кВ для питания нагрузки местного района (рис. 4.6, а), или электростанции, расположенные на границах энергосистем с разными шкалами напряжений сети: 220—500 и 330—750 кВ (рис. 4.4, д).

Оптимальное распределение генераторов между РУ разных напряжений зависит от их единичной мощности и схемы сети района размещения станции. Современные крупные АЭС и КЭС сооружаются с генераторами мощностью 500—1000 МВт, а ГЭС — до 640 МВт.

Присоединение генераторов к РУ 110 кВ целесообразно при нагрузке местного района, соизмеримой с мощностью генераторов. Поэтому на современных электростанциях РУ 110 кВ для выдачи мощности не сооружаются, а при необходимости питания местного района устанавли-

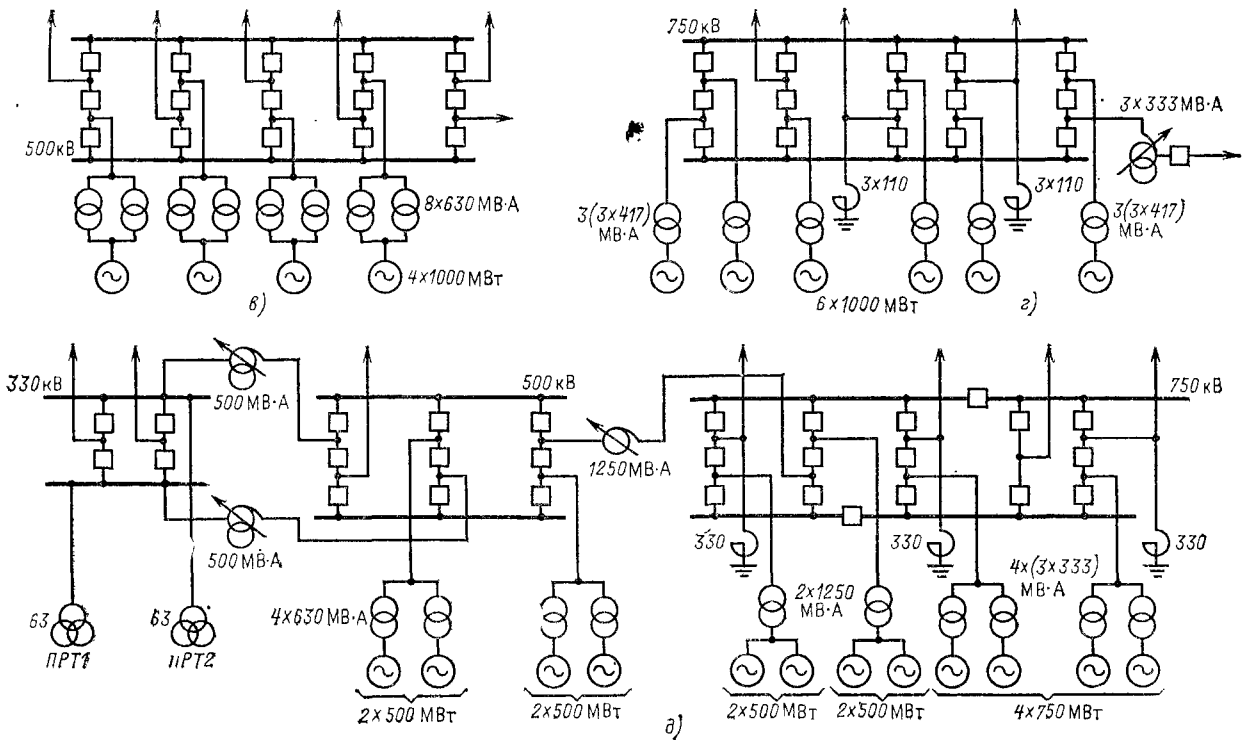
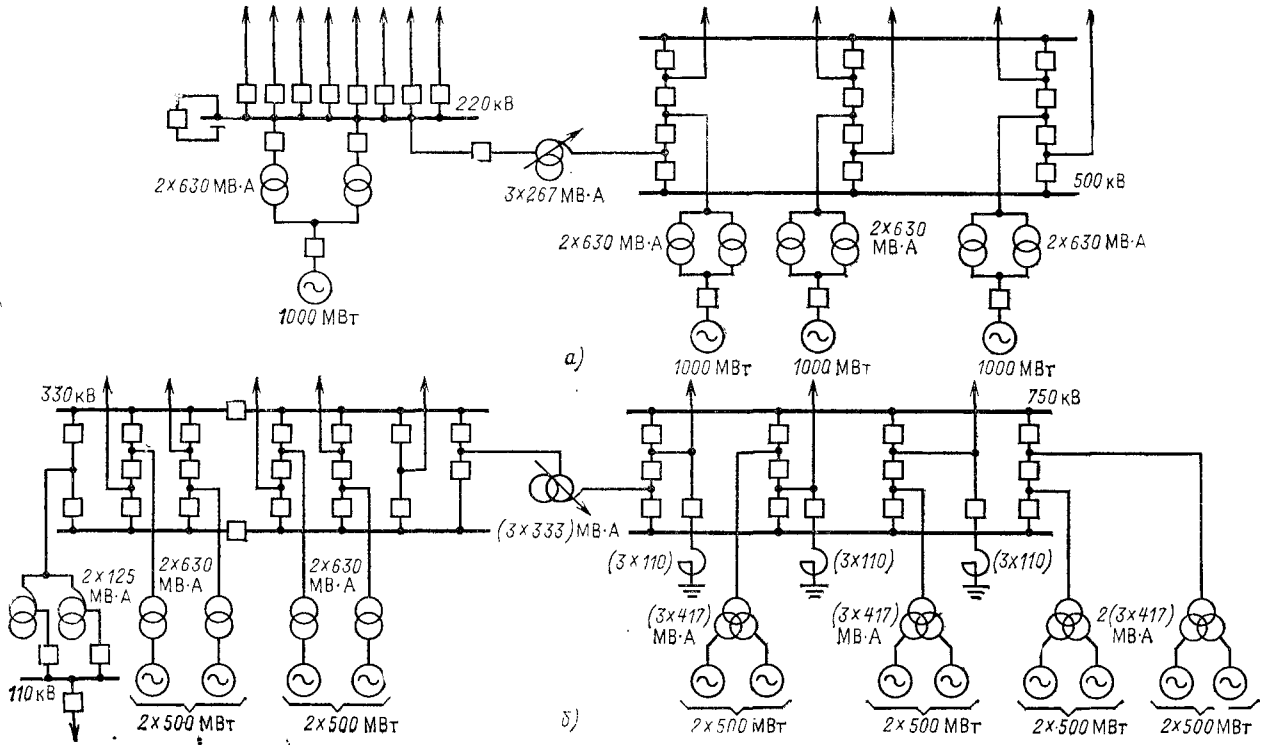


Рис. 4.4. Примеры схем выдачи мощности АЭС

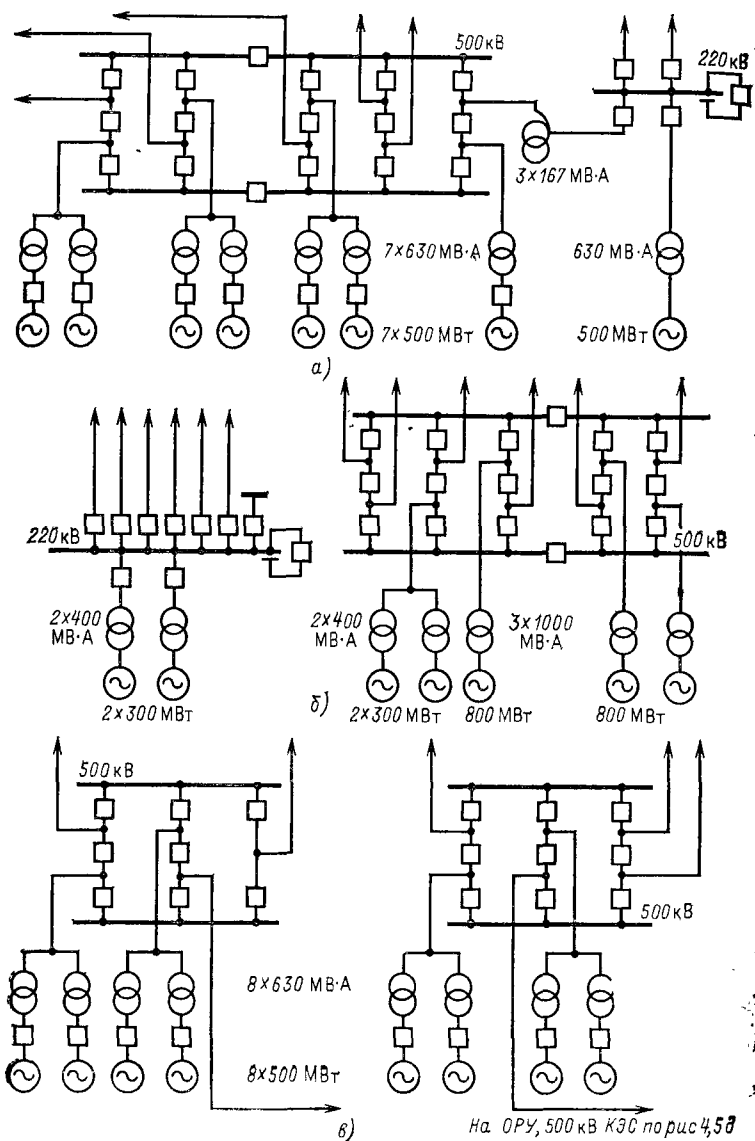


Рис. 4.5. Примеры схем выдачи мощности КЭС

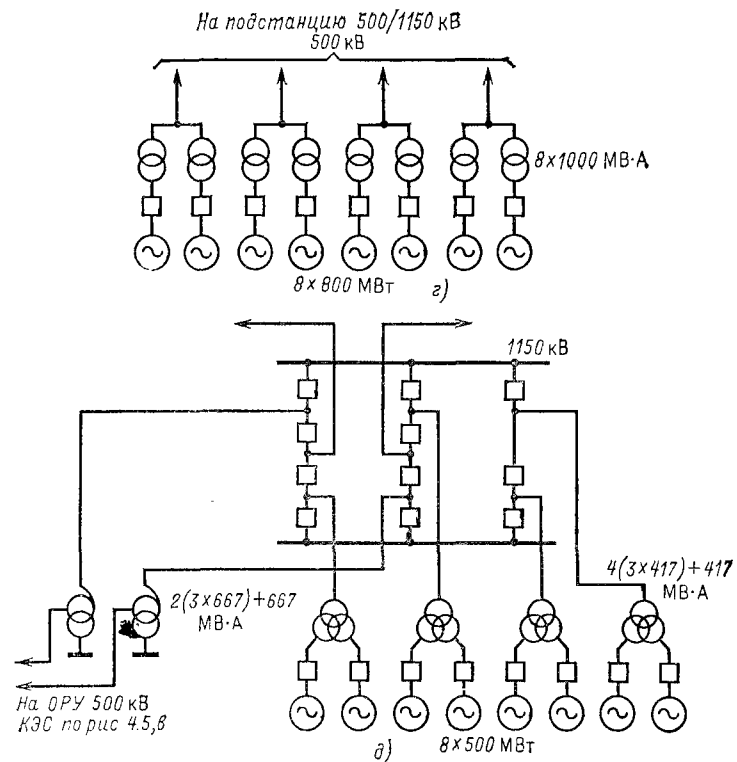


Рис. 4.5. Продолжение

вляются АТ 220(330)/110 кВ (рис. 4.4, б; 4.6, з). Для выдачи мощности РУ 110 кВ предусматриваются в отдельных случаях при генераторах небольшой мощности — как правило, на ГЭС (рис. 4.6, а).

Поскольку сети 220—330 кВ в большинстве энергосистем становятся распределительными, присоединение крупных блоков к РУ этих напряжений целесообразно только при расположении электростанций в районах с высокой плотностью нагрузок (100—150 кВт/км² и более) при размещении ПС сети на расстоянии 50—100 км от электростанций. Как правило, на АЭС и КЭС к РУ 220—330 кВ присоединяется один, иногда два генератора (рис. 4.4, а; 4.5, а, б).

Анализ схем выдачи мощности более 50 строящихся электростанций дает следующее распределение количества РУ ВН, %:

РУ одного напряжения	45
РУ двух напряжений	47
РУ трех напряжений	8

Сравнение с данными по действующим и строящимся станциям в предыдущем десятилетии показывает тенденцию резкого увеличения количества электростанций, выдающих мощность на одном на-

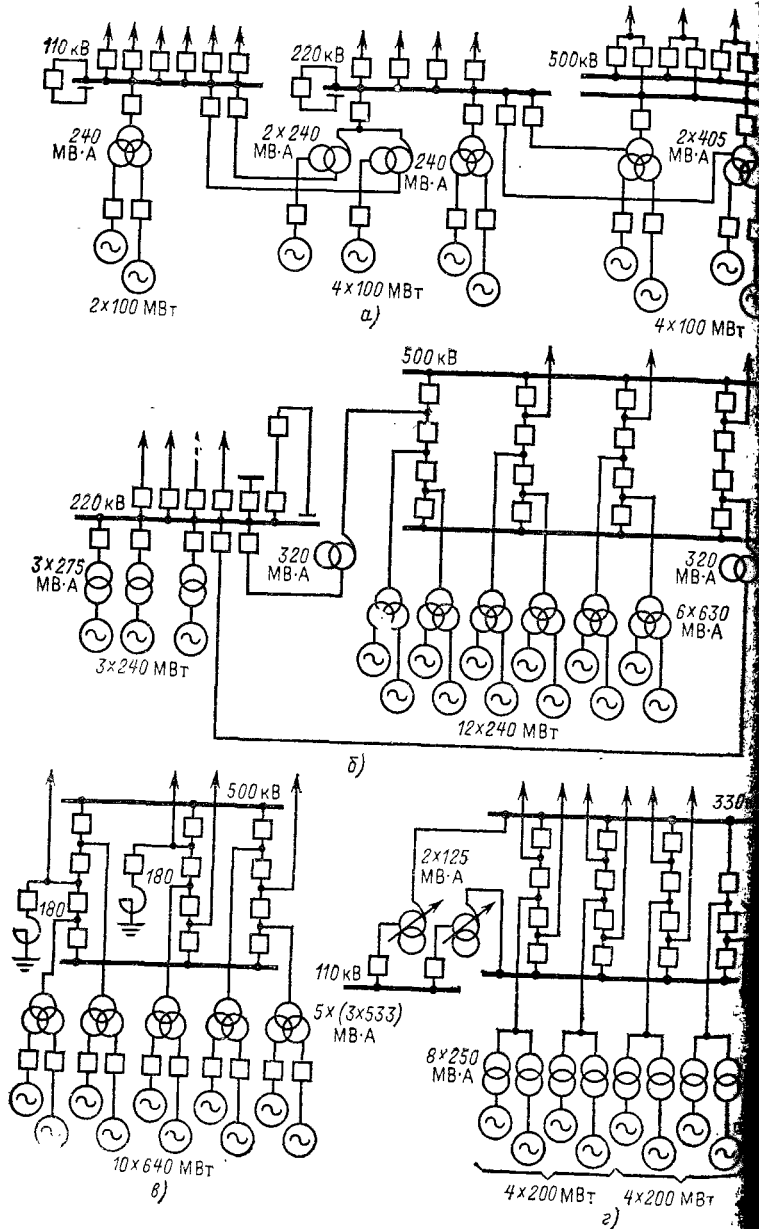


Рис. 4.6. Примеры схем выдачи мощности ГЭС

пряжении, за счет уменьшения количества электростанций с тремя и двумя РУ. Это является следствием существенного роста единичной мощности генераторов.

Рост значений токов КЗ в энергосистемах привел к применению схем без установки АТ связи между двумя РУ ВН (рис. 4.5, б) или с двумя РУ одного напряжения с их параллельной работой через сети энергосистемы (рис. 4.5, в). Применение таких схем возможно в редких случаях: при соответствии мощности, присоединяемой к шинам каждого РУ, и пропускной способности присоединенной к нему сети в нормальных, послеаварийных и ремонтных режимах.

При размещении электростанций в непосредственной близости от узловых подстанций сети ВН применяется присоединение блоков электростанции непосредственно к РУ этих подстанций (рис. 4.5, г).

Количество отходящих ВЛ на каждом напряжении определяется использованием их пропускной способности, которая в свою очередь зависит от размещения электростанций относительно центров нагрузки и от конфигурации сети. Например, большинство АЭС, располагаемых в европейской части страны с развитой электрической сетью, становятся коммутационными узлами системы с большим количеством отходящих ВЛ, пропускная способность которых превышает мощность присоединенных генераторов (рис. 4.4, а, б). Этому способствует также необходимость иметь возможность выдачи всей мощности АЭС при выходе любой ВЛ (см. выше). Для КЭС, располагаемых в восточных районах страны в непосредственной близости от топливной базы, характерно малое количество ВЛ с большой нагрузкой (рис. 4.5, в, г, д), при этом в ряде случаев мощность этих электростанций передается к подстанциям электропередач УВН (1150 кВ, ±750 кВ).

Размещение крупных электростанций предопределяет протяженность и распределение по напряжениям электрической сети, необходимой для выдачи мощности. Данные по 50 строящимся электростанциям приведены в табл. 4.4.

Таблица 4.4. Удельная протяженность и распределение по напряжениям электрической сети для выдачи мощности электростанций

Тип электростанции	Удельная протяженность сети, км/МВт	Распределение протяженности сети по напряжениям, %		
		220—330 кВ	500—750 кВ	1150 кВ и ±750 кВ
АЭС	0,19	20	80	—
КЭС	0,25	17	47	36
ГЭС	0,51	32	68	—

Как видно из табл. 4.4, наименьшая удельная протяженность сети приходится на АЭС, размещающиеся в европейской части страны и, как правило, вблизи от центров нагрузки; наибольшая удельная протяженность сетей приходится на выдачу мощности ГЭС; значения протяженности сети для выдачи мощности КЭС на органическом топливе занимают промежуточное положение, однако при анализе следует учитывать большой удельный вес электропередач УВН 1150 кВ и постоянного тока 1500 кВ (±750 кВ), что существенно повышает капиталоемкость сети.

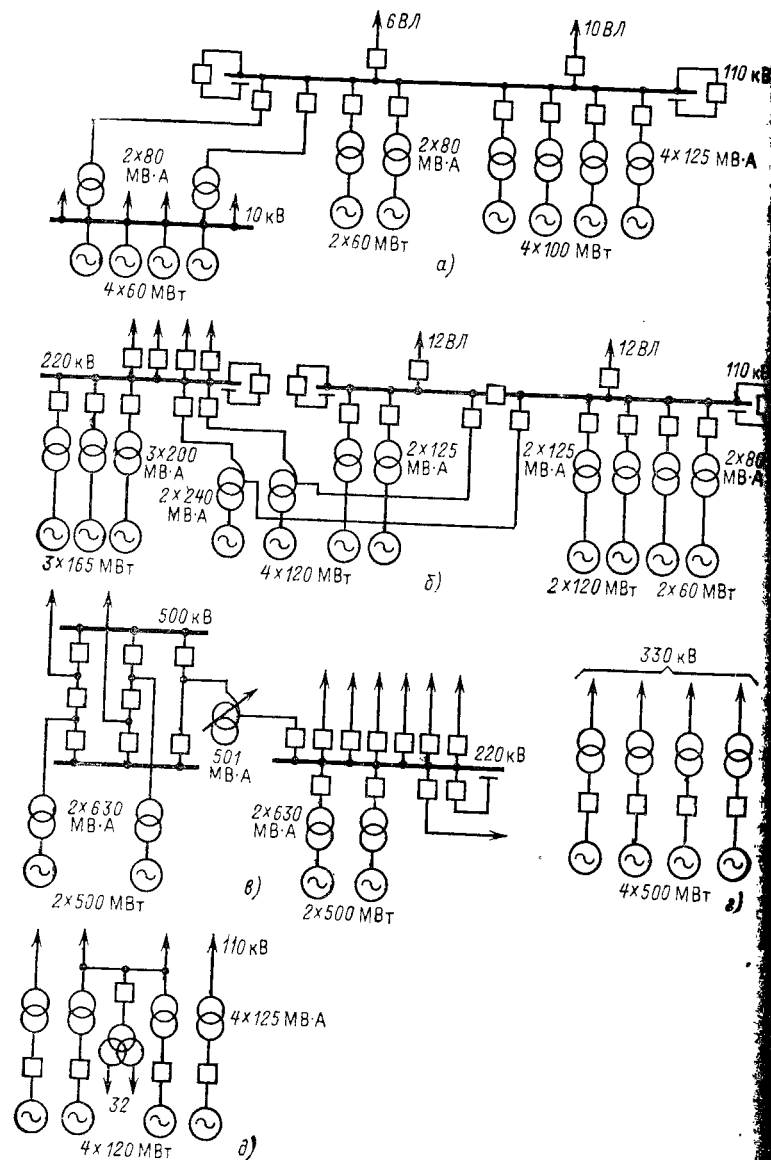


Рис. 4.7. Примеры схем выдачи мощности ТЭЦ

На схему выдачи мощности теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) накладывается отпечаток то обстоятельство, что они сооружаются вблизи крупных городов или промышленных узлов. Это предопределяло выдачу мощности ТЭЦ на генераторном напряжении (6—10 кВ) и на напряжении основной распределительной сети — как правило, 110 кВ (рис. 4.7, а). Однако за последнее время схемы выдачи мощности ТЭЦ претерпели такую же эволюцию, как и схемы КЭС: рост единичной мощности агрегатов и суммарной мощности ТЭЦ, применение дальнейшей теплофикации и отдаление площадок ТЭЦ от потребителей, появление мощных атомных теплоэлектроцентралей (АТЭЦ), располагаемых за пределами городов и промузлов, привели к отказу от сооружения РУ генераторного напряжения и к повышению напряжения сети для выдачи мощности. На современных ТЭЦ блоки присоединяются к РУ 110—220 кВ (рис. 4.7, б), а на АТЭЦ — 220—500 кВ (рис. 4.7, в, г).

Стремление упростить выдачу мощности ТЭЦ привело к появлению схем, при которых РУ на ТЭЦ не сооружаются, а повышающие трансформаторы блоков присоединяются отдельными линиями к сети 110 кВ (рис. 4.7, д) или 220—330 кВ (рис. 4.7, е) при мощности агрегатов 250 МВт и более. Применение таких схем целесообразно при размещении ТЭЦ вблизи подстанций 220(330)/110 кВ, на шины которых может быть выдана вся мощность ТЭЦ. При блочном присоединении повышающих трансформаторов ТЭЦ к сетевой подстанции между трансформаторами и генераторами устанавливаются выключатели.

При выборе схем присоединения к сети гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) определяющим в большинстве случаев является насосный режим, так как мощность, получаемая в этом режиме от тепловых электростанций системы, превышает, как правило, мощность, выдаваемую в сеть в часы максимума нагрузки. Кроме того, продолжительность насосного режима превышает продолжительность режима выдачи мощности. Эти обстоятельства должны учитываться при определении необходимой пропускной способности сетей и расчете потерь электроэнергии на ее транспорт.

Схемы присоединения к сетям газотурбинных электростанций (ГТЭС) имеют свои особенности, вытекающие из назначения ГТЭС — покрытия пиковой части графика нагрузок системы и несения резервных функций. В основу разработки схемы должны быть положены следующие исходные данные: основным типом агрегата для ГТЭС в ближайшей перспективе будут установки мощностью 100—150 МВт, продолжительность использования установленной мощности невелика (как правило, до 1000 ч/год) с частыми пусками и остановами агрегатов, ГТЭС целесообразно размещать на территории действующих паротурбинных электростанций.

Из этих условий вытекают следующие рекомендации:

количество линий для выдачи мощности ГТЭС в систему должно быть минимальным ввиду малой продолжительности их использования;

при размещении ГТЭС на территории действующих электростанций необходимо стремиться к использованию для выдачи мощности существующих линий путем их «догрузки»;

ввиду малой мощности агрегатов целесообразно их объединение в укрупненные блоки (по два — четыре агрегата), при этом на генераторном напряжении следует устанавливать выключатели;

схема электрических соединений должна выбираться таким образом, чтобы частые пуски и останова агрегатов не требовали операций с большим количеством выключателей.

4.4. СХЕМЫ ПРИСОЕДИНЕНИЯ К СЕТИ ПОНИЖАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ

Понижающие подстанции предназначены для распределения энергии по сети НН и создания пунктов соединения сети ВН (коммунационных пунктов). Определяющей для выбора места размещения подстанции является схема сети НН, для питания которой предназначена рассматриваемая подстанция. Оптимальная мощность и радиус действия подстанции определяются плотностью нагрузок в районе ее размещения и схемой сети НН. При большой плотности нагрузок, сложной и разветвленной сети НН следует рассматривать целесообразность разукрупнения подстанций ВН для повышения надежности питания и снижения стоимости сооружения сети НН.

Классификация подстанций по их месту и способу присоединения к сети нормативными документами не установлена. Исходя из применяющихся типов конфигурации сети (см. § 4.2) и возможных схем присоединения подстанций их можно подразделить на следующие (рис. 4.8):

тупиковые — питаемые по одной (рис. 4.8, а) или двум радиальным линиям; в соответствии с [4.2] схема 4.8, а рассматривается как первый этап развития сети с последующим преобразованием в схему 4,8 б или 4,8 д;

ответвительные — присоединяемые к одной (рис. 4.8, в) или двум (рис. 4.8, г) проходящим ВЛ на ответвлениях; схема 4.8, в является первым этапом развития с последующим преобразованием в схему 4.8, г или 4.8, д;

проходные — присоединяемые к сети путем захода одной линии с двусторонним питанием (рис. 4.8, д);

узловые — присоединяемые к сети не менее чем по трем питающим линиям (рис. 4.8, е, ж).

Ответвительные и проходные подстанции объединяют термином **промежуточные**, который определяет размещение подстанций между двумя центрами питания сети (или узловыми подстанциями).

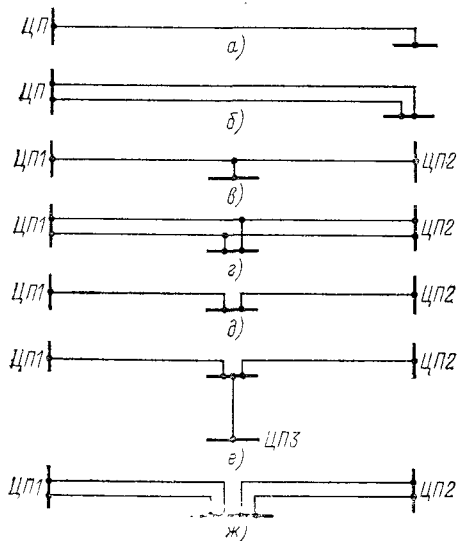


Рис. 4.8. Основные типы присоединения подстанций к сети:

а, б — тупиковые к одной (Т₁) и двумя (Т₂) ВЛ; в, г — ответвительные от одной (О₁) и двух (О₂) ВЛ; д — проходная (П), присоединяемая путем захода одной ВЛ; е, ж — узловые (У), присоединяемые по трем и более питающим ВЛ

Таблица 4.5. Частота использования разных схем присоединения подстанций в сети 110—330 кВ

Напряжение сети, кВ	Частота использования схем, %, по рис. 4.8					
	а	б	в	г	д	е, ж
110	7	14	10	28	27	14
220	7	10	4	8	45	26
330	10	4	—	—	44	42

Проходные или узловые подстанции, через шины которых осуществляются перетоки мощности между отдельными точками сети, называются **транзитными**.

В литературе и некоторых нормативных документах используется также термин **опорная** подстанция, под которым, как правило, подразумевают подстанции более высокой степени напряжения (например, подстанции 220/110 кВ при рассмотрении сети 110 кВ). Однако в ГОСТ 24291-80 этот термин использован для определения эксплуатационной роли подстанции. Поэтому для подстанций, питающих сеть рассматриваемого напряжения, целесообразно использовать термин **центр питания (ЦП)**.

В табл. 4.5 приведены данные статистического анализа частоты применения приведенных выше схем присоединения подстанций в сети 110—330 кВ.

Из приведенных данных видно, что большинство подстанций присоединяется к сети по двум линиям, при этом следует иметь в виду тенденцию к увеличению этого числа за счет уменьшения доли подстанций, присоединяемых на первом этапе по одной линии. Удельный вес узловых подстанций увеличивается с ростом напряжения сети, одновременно снижается доля тупиковых и ответвительных подстанций. Наиболее распространенным типом подстанций 110—330 кВ является проходная.

Анализ схем построения электрической сети 110—330 кВ показывает, что к узловым подстанциям целесообразно присоединять до четырех ВЛ; большее число линий является, как правило, следствием неуправляемого развития сети, неудачного выбора конфигурации или запаздывания сооружения в рассматриваемой точке сети центра питания высшего напряжения.

Схемы присоединения подстанций к сети, допустимое количество промежуточных подстанций между двумя центрами питания выбираются в зависимости от нагрузки и ответственности потребителей подстанции, протяженности рассматриваемого участка сети, целесообразности его секционирования и необходимости сохранения транзита мощности. Для некоторых групп потребителей (тяговые подстанции железной дороги, насосные и компрессорные станции магистральных трубопроводов) эти вопросы регламентированы нормативными документами. Рекомендации по схемам присоединения подстанций для характерных групп потребителей приведены ниже (см. § 4.5—4.9).

Для учета при выполнении проектов понижающих подстанций в схемах развития энергосистем и электрических сетей предварительно должны быть определены район размещения подстанций, электрические нагрузки на расчетные периоды, напряжения распределительных устройств, число и направление линий по напряжениям, тип и мощность компенсирующих устройств, расчетные значения токов КЗ, рекомендации по главной схеме электрических соединений.

Основные требования к главным схемам электрических соединений:
 схема должна обеспечивать надежное питание присоединяемых потребителей в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с категориями нагрузки с учетом наличия или отсутствия независимых резервных источников питания;

схема должна обеспечивать надежность транзита мощности через подстанцию в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с его значением для рассматриваемого участка сети;

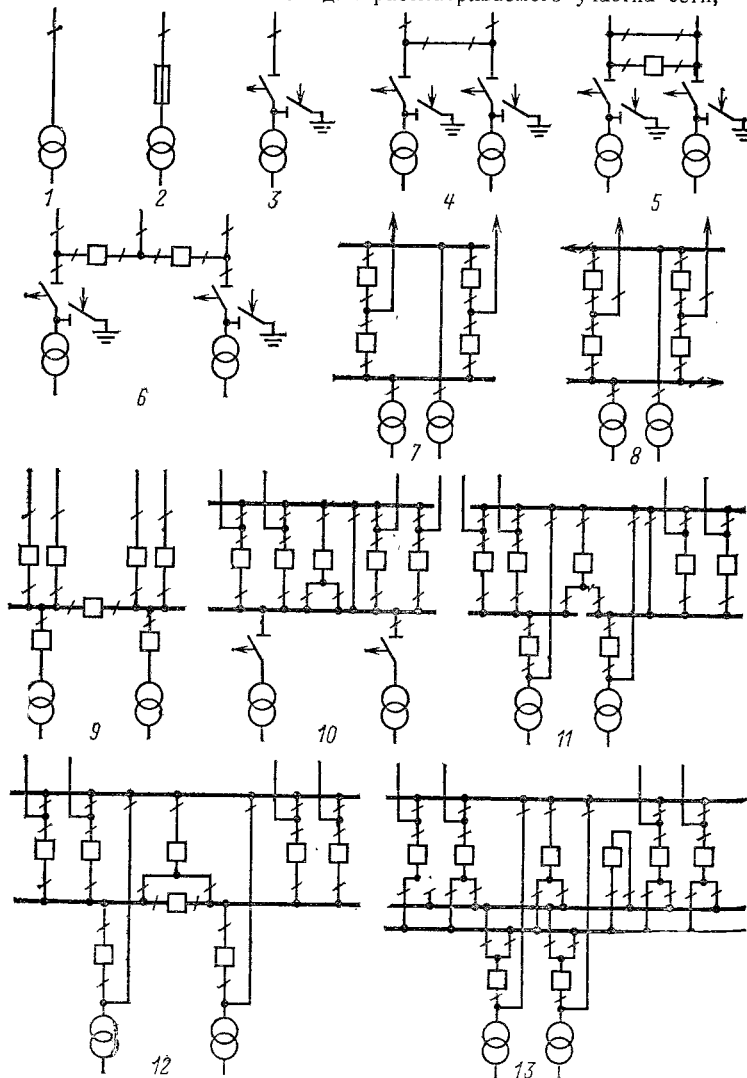


Рис. 4.9. Типовые схемы РУ 35—750 кВ

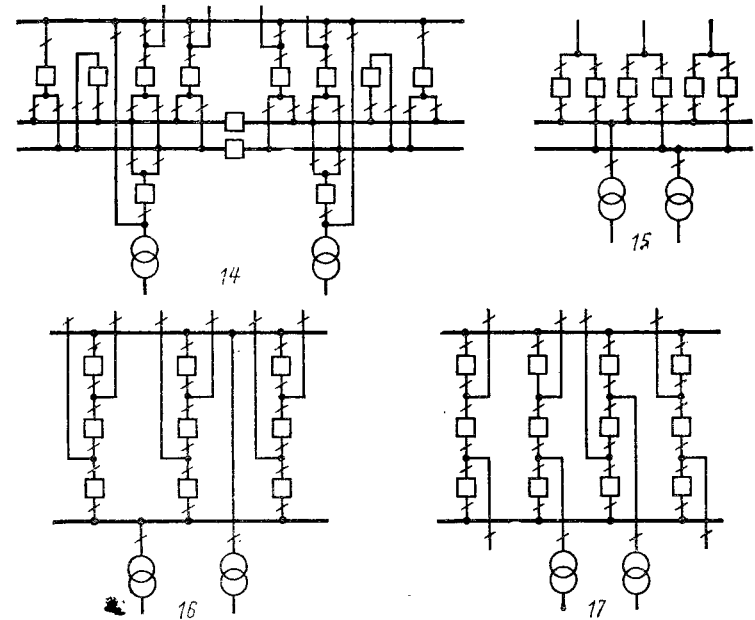


Рис. 4.9. Продолжение.

схема должна быть по возможности простой, наглядной, экономичной и обеспечивать средствами автоматики восстановление питания потребителей в послеаварийной ситуации без вмешательства персонала; схема должна допускать поэтапное развитие РУ с переходом от одного этапа к другому без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей;

число одновременно срабатывающих выключателей в пределах одного РУ должно быть не более двух при повреждении линии и не более четырех при повреждении трансформатора.

Одним из важнейших принципов построения сети, обеспечивающих требования надежности и минимума приведенных затрат, является унификация конструктивных решений по подстанциям. Наибольший эффект может быть достигнут при унификации наиболее массовых подстанций, являющихся элементами распределительной сети энергосистем. Необходимым условием для этого является типизация главных схем электрических соединений, определяющих технические решения при проектировании и сооружении подстанций [4.11].

В соответствии с [4.12] главная схема электрических соединений подстанции выбирается с использованием типовых схем РУ 35—750 кВ, утвержденных Минэнерго СССР и согласованных с Госстроем СССР. Нетиповая главная схема может применяться только при наличии технико-экономических обоснований. Обычно нетиповые схемы применяются при реконструкции действующих подстанций.

На рис. 4.9 приведены типовые схемы РУ 35—750 кВ, а в табл. 4.6 — перечень схем и области их применения. Типовые схемы РУ обозначаются двумя числами, указывающими напряжение сети и номер схемы (например, 110-5, 330-7 и т. п.).

Таблица 4.6. Типовые схемы РУ 35—750 кВ

Номер типо- вой схемы по рис. 4.9	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия применения
		Напряжение, кВ	Сторона подстан- ции	Количество присоединяе- мых линий ¹	
1	Блок (линия—трансформа- тор) с разъединителем	35—330	ВН	1	1. Тупиковые ПС, питаемые лини- ей без ответвлений 2. Охват трансформатора линей- ной защитой со стороны питающего конца или передача телеотключаю- щего импульса
2	Блок (линия—трансформа- тор) с предохранителем	35	ВН	1	1. Тупиковые и ответвительные ПС 2. Обеспечение предохранителем надежной защиты трансформатора 3. Селективность с защитой линий НН 4. Селективность с защитой пи- тающей линии (при присоединении к ней более одной ПС)
3	Блок (линия—трансформа- тор) с отделителем	35—220	ВН	1	1. Тупиковые и ответвительные ПС 2. Необходимость автоматическо- го отключения поврежденного транс- форматора от линии, питающей не- сколько ПС 3. Для 35 кВ — при несоблюдении условий для применения схемы 2
9—137	4 Два блока с отделителями и неавтоматической перемыч- кой со стороны линий	35—220	ВН	2	Тупиковые и ответвительные ПС
	5 Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	35—220	ВН	2	1. Проходные ПС 2. Мощность трансформаторов не более 125 МВ·А 3. При отсутствии ОАПВ на ВЛ (для 220 кВ)
129	6 Сдвоенный мостик с отдели- телями в цепях трансформато- ров	110	ВН	3	1. Отсутствие перспективы увели- чения количества линий 2. Допустимость разрыва транзита при отключении средней линии или при ревизии выключателя
	7 Четырехугольник	220—750	ВН	2	На напряжении 220 кВ — при не- выполнении условий для применения схем 4 и 5
	8 Расширенный четырехуголь- ник	220—330	ВН	4	1. Отсутствие перспективы увели- чения количества линий 2. Наличие двух ВЛ, не имеющих ОАПВ
	9 Одна секционированная си- стема шин	35	ВН, СН, НН	8	—

Номер типо- вой схемы по рис. 4.9	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия применения
		Напряжение, кВ	Сторона подстан- ции	Количество присоединяе- мых линий ¹	
10	Одна секционированная система шин с обходной с отделителями в цепях трансформаторов и совмещенным секционным и обходным выключателями	110	ВН	До 4	1. Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию 2. Возможность деления РУ на время ремонта любого выключателя 3. Отсутствие перспективы увеличения количества ВЛ
11	Одна секционированная система шин с обходной с совмещенным секционным и обходным выключателями	110—220	ВН, СН	До 4	1. Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию 2. Возможность деления РУ на время ремонта любого выключателя
12	Одна секционированная система шин с обходной с отдельными секционным и обходным выключателями	110—220	ВН, СН	5—13	Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию

13	Две несекционированные системы шин с обходной	110—220	ВН, СН	5—13	При невыполнении условий для применения схемы 12
14	Две секционированные системы шин с обходной	110—220	СН	Более 13	—
15	Трансформаторы — шины с присоединением линий через два выключателя	330—750	ВН, СН	330—500 кВ— 3—4; 750 кВ—3	1. Отсутствие перспективы увеличения количества ВЛ 2. На 330 кВ — при невыполнении условий для применения схемы 8
16	Трансформаторы — шины с полуторным присоединением линий	330—750	ВН, СН	5—6	—
17	Полуторная схема	330—750	ВН, СН	6 и более	—

¹ Количество присоединений равно количеству линий плюс два трансформатора (за исключением схем 1—3, предусматривающих установку одного трансформатора).

Для РУ ВН, характеризующихся меньшим числом присоединений как правило, применяются более простые схемы: без выключателей или с числом выключателей один и менее на каждое присоединение. Для РУ СН применяются схемы с системами шин, с числом выключателей более одного (до 1,5) на присоединение.

Блочные схемы 1 и 3 являются, как правило, первым этапом двух трансформаторной подстанции с конечной схемой «двойной блок без перемычки».

Схема 1 применяется в условиях загрязненной атмосферы, где целесообразна установка минимума коммутационной аппаратуры, и для подстанций 330 кВ, питаемых по двум коротким ВЛ. Сдвоенная схема 3 применяется вместо схемы 4 в условиях стесненной площадки. Для напряжения 35 кВ в схеме 3 при наличии обоснований допускается применение выключателя вместо отделителя (с возможностью создания видимого разрыва путем снятия ошинок).

Мостиковая схема 5 находит широкое применение в сетях 110—220 кВ. На первом этапе, при одном трансформаторе, выключатель устанавливается при условии необходимости секционирования ВЛ в этот период. В районах с суровым климатом, при отсутствии отделителей 110—220 кВ в холодостойком исполнении, в цепях трансформаторов устанавливаются выключатели.

На напряжении 35 кВ ремонтная перемычка не предусматривается; вместо отделителей, где это возможно, применяются предохранители, а при наличии обоснований — выключатели.

Схемы четырехугольников. Схема 7 применяется на напряжении 220 кВ при невозможности использования схемы 5, а на напряжении 330 кВ — для всех подстанций, присоединенных к сети по двум ВЛ. На первом этапе, при одном АТ, устанавливаются три выключателя.

Схема 8 может применяться для узловых подстанций 220—330 кВ (при трех-четырех ВЛ), при этом присоединение АТ должно осуществляться к более коротким ВЛ, не имеющим ОАПВ. Схема применима также при двух ВЛ и необходимости установки четырех АТ. В цепях АТ, присоединенных к ВЛ, на напряжении 220 кВ устанавливаются отделители, на 330 кВ — разъединители, включенные в систему автоматки.

Схемы с одной и двумя системами шин. Схема 35-9 используется как правило, на стороне СН и НН подстанций 110—330 кВ, на стороне ВН применяется редко.

Схема 110-10 используется на стороне ВН для узловых подстанций в сети 110 кВ. Схемы 11—13 на стороне ВН применяются редко по следующим причинам:

при количестве присоединений до шести (количество ВЛ четыре) на подстанциях 110 кВ применяется схема 10, а на подстанциях 220 кВ — схема 8;

подстанции 110—220 кВ с количеством присоединений ВН семь и более (количество ВЛ пять и более), как правило, не сооружаются (см. выше).

На стороне СН подстанций 220 (330)/110/НН кВ и 500/220/НН кВ наибольшее применение находит схема 12, что обусловлено следующими причинами:

количество ВЛ на СН, как правило, превышает четыре, что исключает применение схемы 11;

присоединение к шинам подстанций более двух ВЛ, остающихся в течение длительного периода радиальными, маловероятно (см. § 4.2) поэтому применение схемы 13 в большинстве случаев не оправдано.

Схема 14 имеет очень малую область применения, так как с учетом мощности используемых АТ и пропускной способности ВЛ 110—220 кВ количество присоединений на СН 110 и 220 кВ не должно превышать 15, что иллюстрируется приведенными ниже данными:

Напряжения ПС, кВ	Количество и мощность АТ, МВ·А	Расчетная нагрузка, МВ·А ¹	Количество ВЛ на СН
220/(330)/110/НН	2×200	280	10—12
500/220/НН	2×500	700	5—8
	2×800	1100	7—12

¹ Расчетная нагрузка ПС определена по допустимой перегрузке АТ на 40 % при аварийном выходе одного из них (см. § 4.11).

Схемы трансформаторы — шины и с полутора выключателями на присоединение 15—17 применяются для РУ ВН подстанций 330—750 кВ и РУ СН подстанций 750/330 и 1150/500 кВ. Схема 15 применяется на стороне ВН подстанций 330 кВ при невозможности использования схемы 8. Схемы 16—17 для напряжений 330—500 кВ применяются, как правило, на стороне СН. При четырех автотрансформаторах (схемы 15, 16) или числе линий больше шести (схемы 16, 17), а также по условиям устойчивости системы проверяется необходимость секционирования шин.

Схемы РУ 10(6) кВ приведены на рис. 4.10. Схема с одной секционированной выключателем системой шин (рис. 4.10, 1) применяется при двух трансформаторах с нерасщепленными обмотками НН, схема с двумя секционированными системами шин (рис. 4.10, 2) — при двух трансформаторах с расщепленной обмоткой НН или сдвоенных реакторах, схема с тремя или четырьмя одиночными секционированными системами шин (рис. 4.10, 3) — при двух трансформаторах с расщепленной обмоткой НН и сдвоенных реакторах.

Синхронные компенсаторы присоединяются непосредственно к обмотке НН автотрансформатора по блочной схеме (рис. 4.10, 4) с пуском через реактор.

Батареи статических конденсаторов при их присоединении на НН подключаются обычно к секциям РУ НН.

Анализ принципов построения электрической сети (см. § 4.2) и типовых схем РУ разных напряжений позволяет рекомендовать типовые схемы унифицированных подстанций с ВН 110—330 кВ массового строительства, для которых целесообразны разработка комплексных типовых проектов и освоение заводского изготовления.

Для разработки типовых схем подстанций необходимо определить оптимальное количество присоединений на всех напряжениях. На стороне ВН этот вопрос решается на основании приведенных в § 4.2 данных. Количество отходящих линий на сторонах СН и НН определяется их пропускной способностью и установленной мощностью трансформаторов. Принимается, что на подстанциях устанавливается, как правило, два трансформатора (см. § 4.11). В табл. 4.7 приведено количество линий 10 и 35 кВ для наиболее часто сооружаемых ПС с ВН 110 кВ.

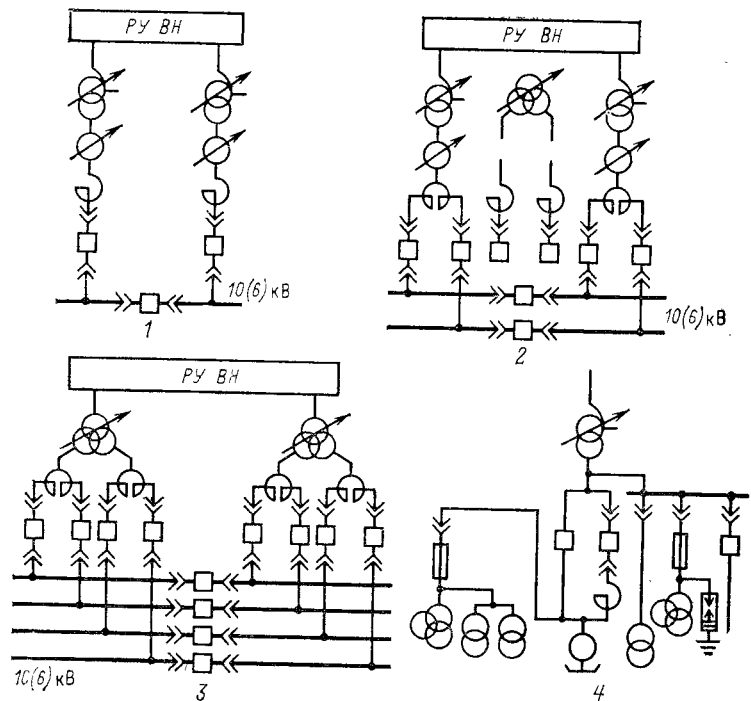


Рис. 4.10. Типовые схемы РУ 10(6) кВ:

1 — одна секционированная система шин; 2 — две секционированные системы шин;
3 — четыре секционированные системы шин; 4 — присоединение синхронных компенсаторов

Таблица 4.7. Количество линий 10 и 35 кВ на подстанциях 110 кВ

Мощность трансформаторов, МВ·А	Количество ВЛ 35 кВ	Количество линий 10 кВ для трансформаторов	
		трехобмоточных	двухобмоточных
2×6,3	2	4	8
2×10	2	8	12
2×16	4	12	18
2×25	4	16	24
2×40	4	24	32

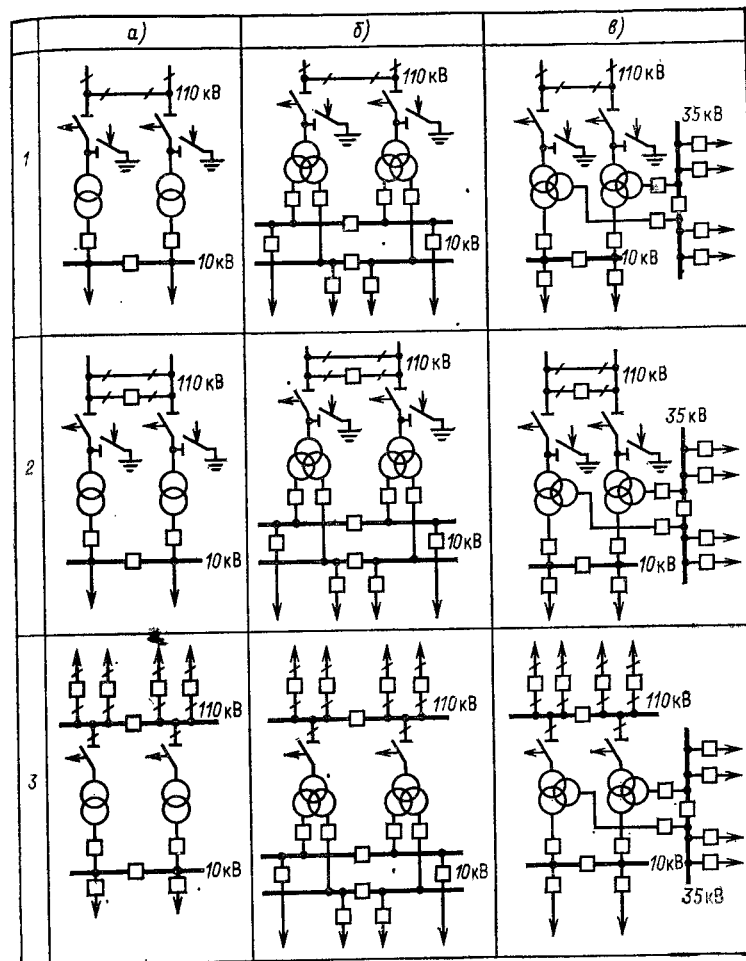


Рис. 4.11. Схемы типовых унифицированных подстанций 110 кВ:

1, 2, 3 — типовые схемы на стороне ВН соответственно 110-4, 110-5, 110-10; а — трансформаторы 110/10 кВ до 16 МВ·А; б — то же 25-40 МВ·А; в — трансформаторы 110/35/10 кВ 6,3-40 МВ·А

4.5. СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

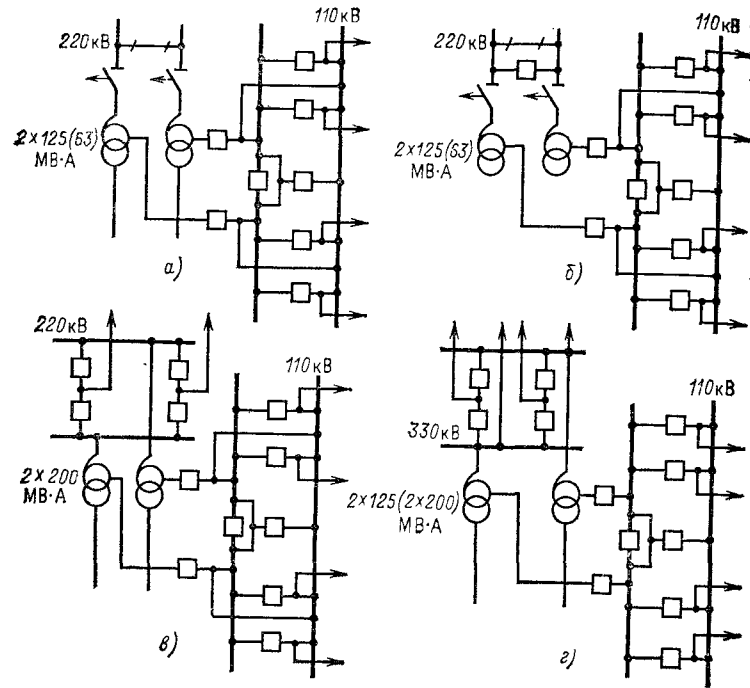


Рис. 4.12. Схемы типовых унифицированных подстанций 220 и 330 кВ
 а, б, в — 220 кВ, типовые схемы на стороне ВН соответственно 220-4, 220-5, 220-7
 г — 330 кВ, типовая схема на стороне ВН 330-7 (330-8)

Целесообразное количество ВЛ 110 кВ, отходящих от подстанций с ВН 220—330 кВ, приведено ниже:

Мощность автотрансформаторов, МВ·А	2×63	1×125	2×200
Количество ВЛ 110 кВ	4	6—8	10—12

Рекомендуемые для этих условий типовые схемы унифицированных подстанций 110—330 кВ приведены на рис. 4.11, 4.12. Для подстанций 110 кВ по схемам рис. 4.11, 1, 2 освоено, а для подстанций 220 кВ по схемам рис. 4.12, а, б осваивается заводское изготовление комплектных подстанций (см. § 6.6).

Рост электровооруженности труда, увеличение количества электромеханических предприятий, концентрация крупных производств на сравнительно малой территории приводят к созданию крупных нагрузочных узлов. Многообразие конкретных условий, которые нужно учесть при проектировании электроснабжения предприятий разных отраслей, приводит к многообразию схем внешнего электроснабжения. Однако практика проектирования выявила для этих потребителей ряд характерных особенностей, определила общий подход и создала ряд характерных схем.

Выбор схемы и напряжения внешней сети производится на основе технико-экономического сравнения возможных вариантов с учетом перспективы развития предприятия на 10 лет таким образом, чтобы осуществление первой очереди не приводило к большим затратам, связанным с последующим развитием.

При проектировании схемы электроснабжения промышленного предприятия следует учитывать потребность в электроэнергии всех потребителей района — городов и поселков, сельского хозяйства. Схема должна оптимизироваться с учетом интересов всех рассматриваемых потребителей.

Основным источником электроснабжения, как правило, являются сети энергетических систем. Исключение составляют предприятия с большим собственным потреблением, для которых основным источником может являться ТЭЦ. При этом обязательно предусматривается связь ТЭЦ с энергосистемой — как правило, на напряжении 110 кВ и выше.

Общей тенденцией построения современных схем электроснабжения промышленных предприятий является применение глубоких вводов — максимальное приближение источников питания к электроустановкам предприятий, сведение к минимуму количества сетевых звеньев и ступеней трансформации, дробление подстанций ВН при размещении предприятия на значительной территории.

Применяемые для внешнего электроснабжения промпредприятий напряжения зависят от напряжения электрических сетей энергосистемы в районе размещения предприятия и от его нагрузки. В зависимости от нагрузки в соответствии с СН 174-75 предприятия условно делятся на мелкие (установленная мощность приемников электроэнергии до 5 МВт), средние (от 5 до 75 МВт) и большие (75—100 МВт и более).

Для электроснабжения мелких предприятий используются сети 10 кВ с питанием их от ближайших подстанций 110 кВ энергосистемы; для электроснабжения средних и крупных предприятий, как правило, применяются сети 110 кВ, а в отдельных случаях — 220—500 кВ.

Используются следующие основные схемы распределения электроэнергии:

главная понижающая подстанция (ГПП) предприятия 220—500/110 кВ для распределения электроэнергии между подстанциями 110/10(6) кВ глубоких вводов; ГПП, как правило, целесообразно совмещать с подстанцией энергосистемы, предназначенной для электроснабжения района;

ряд подстанций 110/10(6) кВ, присоединяемых к сети 110 кВ системы;

подстанции глубокого ввода 220/10(6) кВ — для крупных предприятий с сосредоточенной нагрузкой.

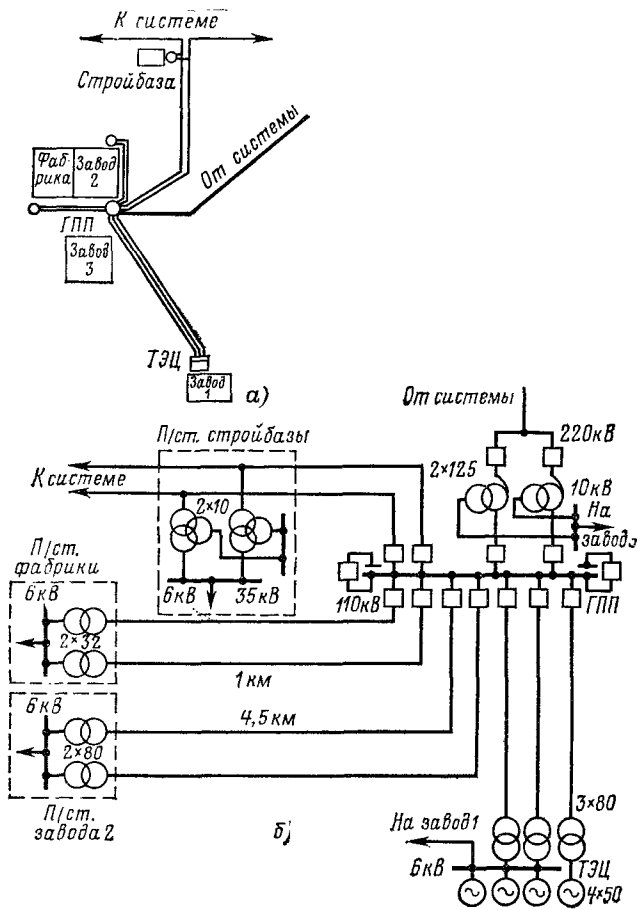


Рис. 4.13. Схема внешнего электроснабжения химкомбината с нагрузкой 300 МВт:

а — схема сети; б — схемы подстанций

Подавляющее большинство крупных промышленных предприятий имеет потребителей 1-й и 2-й категорий, поэтому их питание осуществляется не менее чем по двум линиям. Предпочтительной является схема, при которой линии выполняются на отдельных опорах и идут по разным трассам (или каждая подстанция питается двумя цепями, подвешенными на опорах разных двухцепных ВЛ). Применение двух одноцепных линий вместо одной двухцепной требует специального обоснования. Выбор пропускной способности питающих линий производится таким образом, чтобы при выходе одной из них оставшиеся

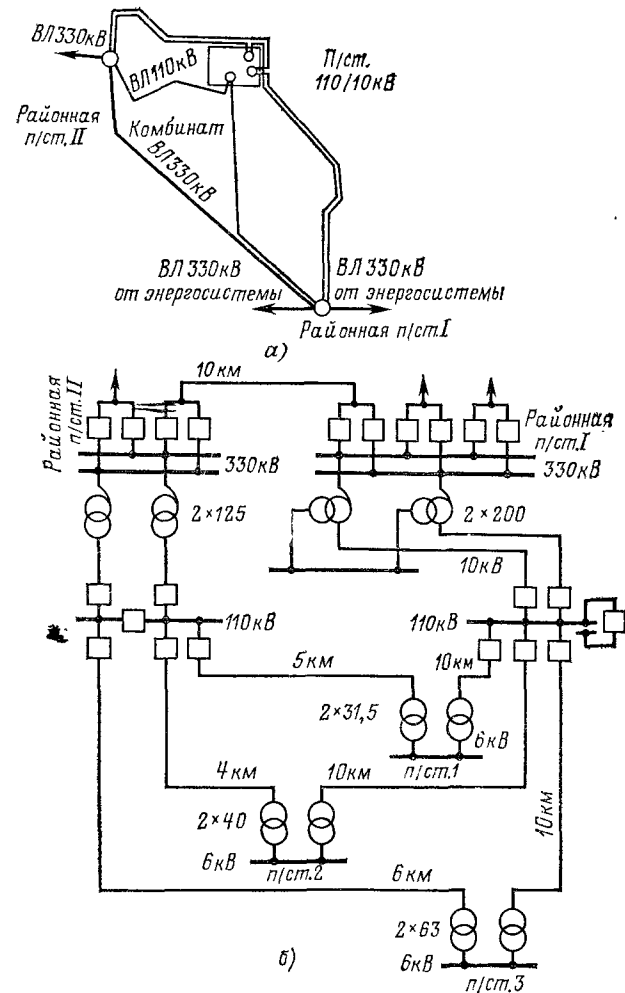


Рис. 4.14. Схема внешнего электроснабжения завода минеральных удобрений с нагрузкой 150 МВт:

а — схема сети; б — схемы подстанций

обеспечивали питание приемников электроэнергии 1-й и 2-й категорий, необходимых для функционирования основных производств.

Подстанции глубоких вводов выполняются, как правило, по простейшим схемам с минимальным количеством оборудования на первичном напряжении.

На рис. 4.13—4.17 приведены примеры схем внешнего электроснабжения крупных промышленных предприятий.

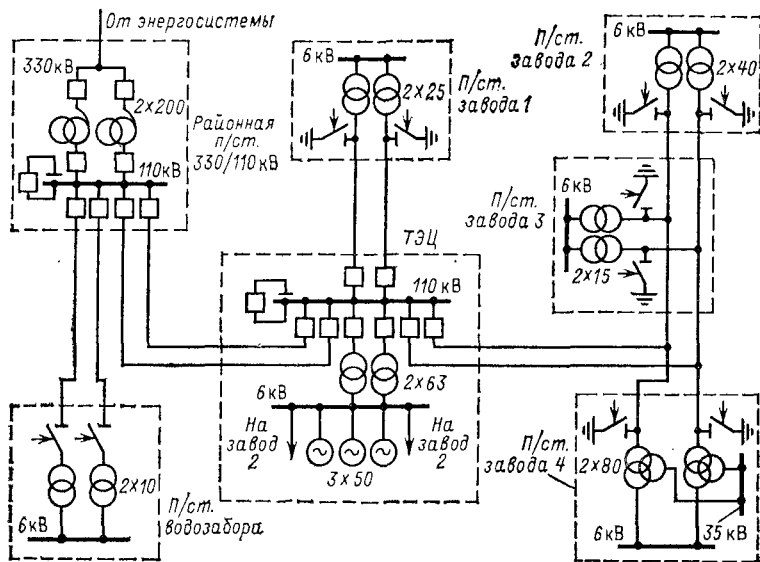


Рис. 4.15. Схема внешнего электроснабжения нефтехимического комбината с нагрузкой 300 МВт

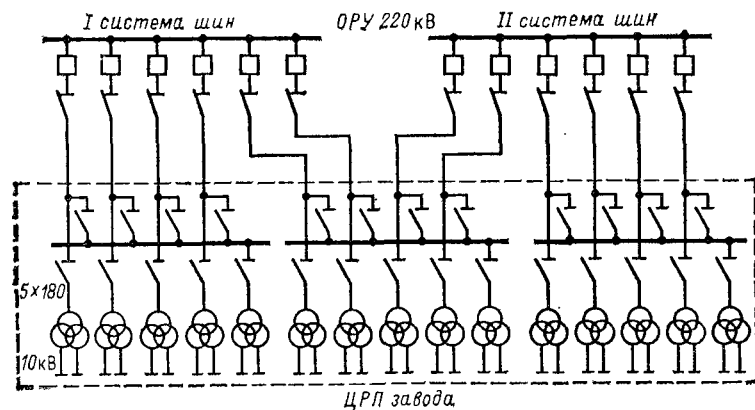


Рис. 4.16. Схема электроснабжения алюминиевого завода

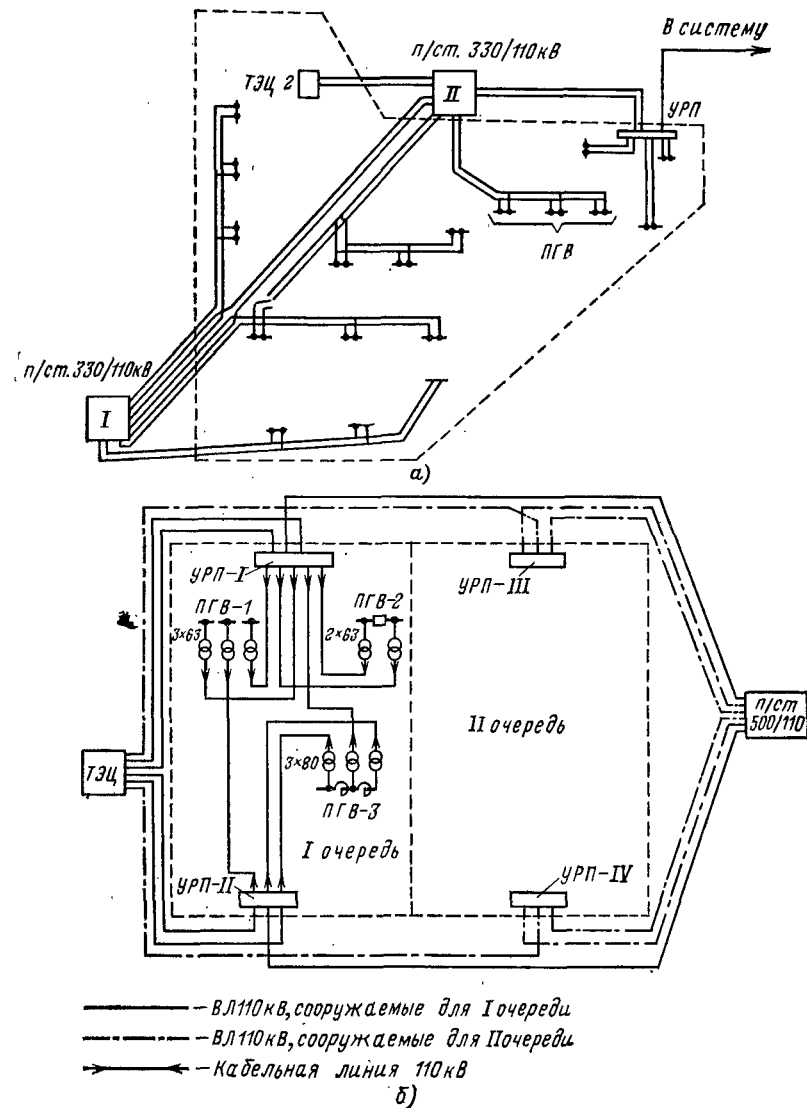


Рис. 4.17. Схемы электроснабжения крупных металлургических заводов: а — схема для существующих расширяемых заводов; б — схема для новых заводов; УРП — узловые распределительные пункты 110 кВ; ПГВ — подстанции глубокого ввода 110/10(6) кВ

Для обеспечения потребности в тепле *химкомбината* (рис. 4.13) предусмотрена ТЭЦ мощностью 200 МВт. Недостающая мощность подается из системы по сети 220 кВ. Для приема этой мощности предусмотрена ГПП 220/110/10 кВ, которая служит для питания нагрузок электролиза на 10 кВ, для распределения энергии по территории комбината к подстанциям глубокого ввода 110/6 кВ и приема мощности от ТЭЦ на напряжении 110 кВ.

Сравнительно небольшое потребление тепла *заводом минеральных удобрений* (рис. 4.14) удовлетворяется от котельной; 90 % электрической нагрузки приходится на потребителей 1-й категории. В связи с этим три подстанции 110/6 кВ глубокого ввода выполняют по схеме двух блоков линия — трансформатор с возможностью покрытия всей нагрузки от одного блока.

Потребность в тепле *нефтехимкомбината* (рис. 4.15) удовлетворяется от ТЭЦ мощностью 150 МВт, дефицит электрической мощности — от районной подстанции 330/110 кВ. Мощность распределяется как от шин 6 кВ ТЭЦ, так и от пяти подстанций глубокого ввода 110/6 кВ.

Схема электроснабжения *алюминиевого завода*, показанная на рис. 4.16, осуществляется с помощью трансформаторов 220/10 кВ с расщепленной обмоткой 10 кВ мощностью по 180 МВ·А. От каждого трансформатора питаются две серии последовательно соединенных ванн. На каждые четыре рабочих трансформатора устанавливается один резервный, подключенный к трансферной системе шин, который может заменить любой из рабочих переключением на стороне 10 кВ (в нормальном режиме он со стороны 10 кВ отключен). Рабочие трансформаторы подключены блоками с ВЛ 220 кВ от источника питания (в рассматриваемом случае — крупная ГЭС). При ремонте одного из рабочих трансформаторов питающая его ВЛ присоединяется к трансферной системе и питает резервный; при аварии одной из ВЛ она отключается вместе со своим трансформатором, а одна из оставшихся в работе присоединяется к трансферной системе и временно питает два трансформатора — рабочий и резервный. Кратковременный перерыв в электроснабжении, необходимый для производства переключений, допустим за счет тепловой инерции ванн.

Электроснабжение *металлургических заводов* (рис. 4.17, а) осуществляется от районных подстанций 220—500/110 кВ и ТЭЦ по двухцепным ВЛ 110 кВ, к каждой из которых присоединяется ряд двухтрансформаторных подстанций глубокого ввода (ПГВ) 110/10(6) кВ, выполняемых по типовой схеме 110-4. В отдельных случаях сооружаются также узловые распределительные пункты (УРП) 110 кВ — при большом количестве ВЛ и подстанций глубокого ввода. Такие схемы используются для расширяемых существующих заводов.

Рост нагрузок и их плотности, повышение требований к надежности электроснабжения привели к появлению схем, приведенных на рис. 4.17, б; к кольцевой сети 110 кВ, питаемой от районных подстанций и ТЭЦ, присоединяется ряд УРП; подстанции глубокого ввода питаются от УРП по кабельным линиям 110 кВ; ПГВ выполняются по схеме блок — кабельная линия — трансформатор с установкой от одного до четырех трансформаторов. Такие схемы находят применение в последнее время для вновь сооружаемых заводов.

При использовании на заводах дуговых сталеплавильных печей (ДСП) необходимо проверить их влияние на системы электроснабжения (см. § 5.12). При необходимости повышения мощности КЗ в общих центрах питания ДСП и других потребителей могут применяться следующие мероприятия; а) питание ДСП через отдельные трансформаторы; б) уменьшение индуктивного сопротивления питающих линий

(например, продольная компенсация на ВЛ, соединяющих центр питания с источниками); в) включение на параллельную работу двух питающих ДСП линий и трансформаторов на стороне ВН и НН.

4.6. СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННЫХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

Электрифицированные железные дороги занимают особое место среди потребителей электроэнергии. Эта специфика определяется конфигурацией электрической сети, сооружаемой для электрификации железной дороги (географически протяженный потребитель с близкими значениями нагрузок тяговых подстанций, расположенных примерно на равных расстояниях одна от другой), и высокими требованиями к надежности электроснабжения.

Электрификация железных дорог проектируется, как правило, на переменном однофазном токе промышленной частоты 25 кВ (номинальное напряжение на шинах тяговых подстанций равно 27,5 кВ), а при наличии обоснований — на постоянном токе 3,3 кВ (номинальное напряжение на шинах тяговых подстанций равно 3,3 кВ). При электрификации на переменном токе тяговые подстанции располагаются, как правило, на расстоянии 40—50 км одна от другой, при постоянном токе — на расстоянии 20—25 км. Соответственно электрические нагрузки тяговых подстанций при переменном токе существенно больше, чем при постоянном.

В настоящее время внедряется также система электрификации на переменном токе 2×25 кВ, позволяющая сохранить напряжение 25 кВ в контактной сети, но большую часть энергии передавать от тяговых ПС к электровозам при 50 кВ. Для этого кроме контактного подвешивается дополнительно питающий провод, напряжение которого по отношению к земле равно 25 кВ, а к контактному проводу — 50 кВ. Питание электровозов осуществляется через линейные АГ 50/25 кВ, устанавливаемые между тяговыми ПС через 8—15 км и подключаемые крайними выводами к контактному и питающему проводам, а средним — к рельсам. На тяговых ПС устанавливаются однофазные трансформаторы с двумя вторичными обмотками 27,5 кВ каждая, соединяемыми последовательно. При одинаковом размещении тяговых подстанций потери мощности в системе 2×25 кВ в 1,5—2 раза ниже, чем в системе 25 кВ. При увеличении расстояния между подстанциями в системе 2×25 кВ в 1,7—1,8 раза по сравнению с системой 25 кВ потери в обеих системах равны.

Тяговые подстанции по надежности электроснабжения приравниваются к потребителям первой категории [4.6] и должны обеспечиваться двусторонним питанием. При выборе схемы должен решаться вопрос о комплексном электроснабжении электрифицируемых железных дорог и всех других потребителей в прилегающем районе.

Питание тяговых подстанций осуществляется от одноцепных или двухцепных линий электропередачи 110 кВ (при электрификации на переменном токе — также и 220 кВ), сооружаемых для этой цели, как правило, вдоль железной дороги. Питание этих так называемых тяговых линий электропередачи в свою очередь осуществляется от расположенных вблизи железных дорог или вновь сооружаемых подстанций 500—220 кВ.

Выбор схемы электроснабжения должен производиться на основании технико-экономического сравнения возможных вариантов в зависимости от следующих факторов: расстояния между источниками питания;

нагрузки тяговых и районных потребителей и динамики ее развития;

количества тяговых и районных подстанций; конкретных условий в энергосистеме (наличия тех или иных напряжений питающей сети, необходимости использования тяговых линий электропередачи в качестве сетевых связей и т. п.).

При наличии развитой распределительной сети 110—220 кВ в районе железной дороги, что имеет место на большей части обжитой территории страны, отдельные тяговые подстанции могут получать питание непосредственно от районных подстанций энергосистемы или присоединяться к существующей сети.

Требования к схемам присоединения к сети тяговых подстанций сводятся к следующим [4.13]:

по двухцепной тупиковой ВЛ допускается питание одной тяговой подстанции; присоединение к этой ВЛ других подстанций, не питающих тягу, не допускается;

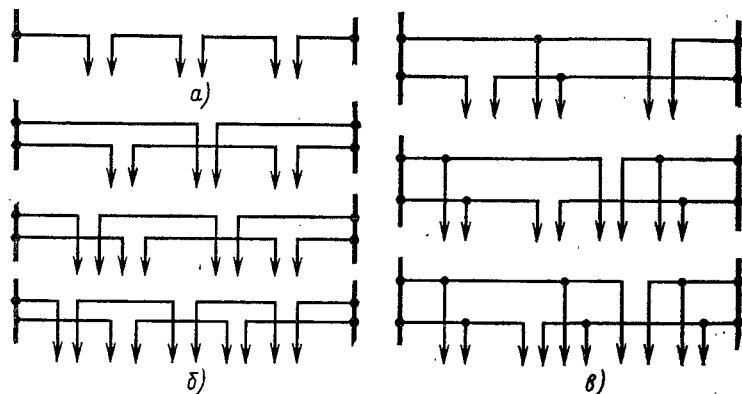


Рис. 4.18. Схемы присоединения тяговых подстанций к ВЛ 110—220 кВ

при питании двух тупиковых параллельных одноцепных ВЛ с разных секций системы сборных шин допускается присоединение к этим ВЛ в рассечку двух тяговых подстанций;

при питании подстанций по одноцепной ВЛ с двусторонним питанием (рис. 4.18, а) между двумя узловыми подстанциями должно включаться в рассечку не более трех промежуточных проходных подстанций;

при питании подстанций по двухцепной ВЛ с двусторонним питанием (рис. 4.18, б) между двумя узловыми подстанциями допускается включение не более пяти промежуточных подстанций для ВЛ 220 кВ при электрификации дороги на переменном и постоянном токе и ВЛ 110 кВ при электрификации на постоянном токе и не более трех промежуточных подстанций для ВЛ 110 кВ при электрификации дороги на переменном токе;

к двухцепной ВЛ с двусторонним питанием допускается присоединение одной тяговой подстанции на ответвлениях к обеим цепям;

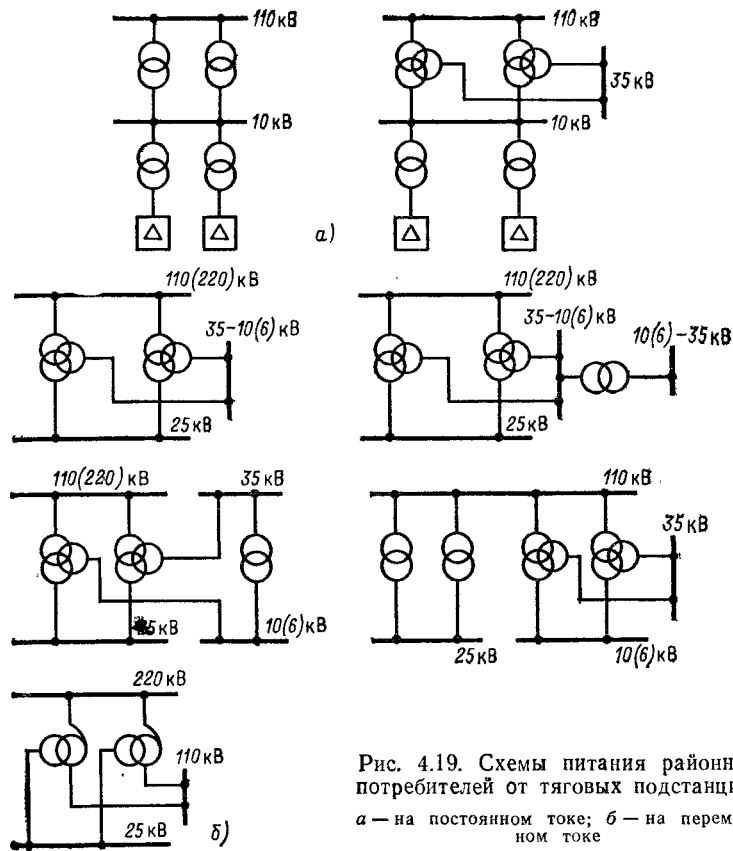


Рис. 4.19. Схемы питания районных потребителей от тяговых подстанций: а — на постоянном токе; б — на переменном токе

от двух одноцепных ВЛ с двусторонним питанием (рис. 4.18, в) между двумя узловыми подстанциями допускается включение такого же количества промежуточных подстанций, как и от двухцепных ВЛ;

для тяговых подстанций, присоединяемых на ответвлениях или питаемых по двухцепным тупиковым ВЛ, принимается типовая схема электрических соединений 4 (см. рис. 4.9 и табл. 4.6), а для промежуточных подстанций, включаемых в рассечку одноцепных и двухцепных ВЛ, — типовая схема 5.

При прохождении в особо гололедных районах тяговые ВЛ и ответвления от них выполняются на одноцепных опорах независимо от схем питания тяговых подстанций; на тяговых ВЛ, проходящих в районе с гололедными условиями и наблюдавшейся пляской проводов, должны предусматриваться мероприятия по плавке гололеда.

Схема электроснабжения электрифицируемой железной дороги должна быть тесно увязана со схемой электроснабжения районных потребителей. От тяговых подстанций следует предусматривать также

электроснабжение районных потребителей в пределах экономического радиуса действия сетей 35—10 кВ.

Возможные варианты электроснабжения районных потребителей от тяговых подстанций приведены на рис. 4.19. На тяговых подстанциях постоянного тока обычно устанавливаются трансформаторы на напряжение 110/10 кВ. Тяговые трансформаторы в блоке с выпрямительными агрегатами подключаются к шинам 10 кВ. Питание районных потребителей может осуществляться от общих двух- или трехобмоточных трансформаторов.

Питание района от тяговых подстанций переменного тока с высшим напряжением 110 кВ может осуществляться от трехобмоточных тяговых трансформаторов или от отдельных трансформаторов.

Если для электроснабжения района требуется одно питающее напряжение, наиболее целесообразна схема питания от третьей обмотки тяговых трансформаторов. При наличии существующей районной нагрузки на двух напряжениях может оказаться более экономичным вариант питания тяговых и районных потребителей от отдельных трансформаторов. Эффективность схемы раздельного питания возрастает в случаях, когда для питания тяги можно ограничиться установкой одного трансформатора, а также когда тяговая подстанция сооружается вблизи действующей районной подстанции. Для тяговых подстанций переменного тока с высшим напряжением 220 кВ, как правило, целесообразно питание районной и тяговой нагрузок от общих трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов 220/110/35 кВ (при наличии нагрузки на напряжении 110 кВ).

4.7. СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОПРОВОДОВ

Магистральные нефтепроводы и газопроводы как потребители электроэнергии имеют те же особенности, что и электрифицированные железные дороги: протяженный характер с близкими значениями нагрузок нефтеперекачивающих станций (НПС) нефтепроводов и компрессорных станций (КС) газопроводов, расположенных примерно на равных расстояниях одна от другой, а также высокие требования к надежности электроснабжения.

Подстанции, питающие НПС магистральных нефтепроводов, располагаются, как правило, на расстоянии 40—50 км одна от другой, а КС магистральных газопроводов — на расстоянии 80—90 км.

На насосных установках НПС используется электрический привод на газоперекачивающих агрегатах КС — электрический или газотурбинный. При газотурбинном приводе электрические нагрузки КС незначительны, электроснабжение осуществляется от ближайших ПС сети на напряжении 10—110 кВ. На электроприводных КС электрические нагрузки достаточно велики, для электроснабжения КС требуется сооружение сетей напряжением 110—330 кВ.

Выбор типа привода на КС выполняется на основании совместного рассмотрения технологической части и схемы внешнего электроснабжения. Поэтому разработку этой схемы обычно выполняют для двух вариантов привода.

Категорийность отдельных электроприемников НПС и КС и категорийность указанных объектов в целом в отношении обеспечения надежности электроснабжения принимаются в соответствии с [4.7] (табл. 4.8).

Таблица 4.8. Категорийность электроприемников потребителей транспорта газа и нефти

Станция	Оборудование	Категория по надежности электроснабжения
Газокомпрессорные станции магистрального газопровода	Центробежные нагнетатели, масляные и циркуляционные насосы, вентиляторы охлаждения масла газотурбинного агрегата	1
Газораспределительные станции	—	3
Компрессорные станции попутного нефтяного газа, расположенные на нефтяных месторождениях	Масляные, циркуляционные водяные насосы, механическая вентиляция, нагнетатели газа	2
Головные НПС и насосные станции по перекачке нефтепродуктов	Насосы для перекачки нефти и нефтепродуктов, механическая вентиляция и воздушные компрессоры	1
Промежуточные НПС и насосные по перекачке нефтепродуктов	То же	2
Промежуточные НПС параллельных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов производительностью более 50 млн. т в год с электроснабжением их от одной подстанции	Насосы для перекачки нефти и нефтепродуктов, механическая вентиляция и воздушные компрессоры	1
Промежуточные НПС и насосная станция по перекачке нефтепродуктов для одного нефтепровода, располагаемые в горных районах	То же	1
Подпорная насосная станция головной НПС	Насосы для перекачки нефти, механическая вентиляция, воздушные компрессоры	1

Подстанции при НПС и КС должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников, при этом головные НПС и электроприводные КС должны питаться не менее чем по двум одноцепным ВЛ независимо от их протяженности; газотурбинные КС допускается питать по двухцепным ВЛ, за исключением головных КС, а также КС, расположенных в особо гололедных, заболоченных и труднодоступных районах.

Требования к схемам присоединения подстанций для электроснабжения НПС и КС к разным конфигурациям сети сводятся к следующему:

к двум одноцепным тупиковым ВЛ, питающим подстанции при

НПС и КС, относящихся к 1-й категории по требованиям надежности, допускается присоединение трех, а относящихся ко 2-й категории, — четырех подстанций, включая подстанции прочих потребителей;

к двухцепной тупиковой ВЛ допускается присоединение двух подстанций, в том числе не более одной, питающей НПС или КС; ответвление от ВЛ выполняется на двухцепных опорах;

при присоединении к одноцепной ВЛ с двусторонним питанием число промежуточных подстанций между узловыми не должно превышать трех, включая подстанции, питающие прочих потребителей (см. рис. 4.18, а), при этом подстанции при НПС и КС должны присоединяться одноцепными, а прочие — двухцепными заходами ВЛ;

к двухцепной ВЛ с двусторонним питанием на участке между двумя соседними узловыми подстанциями допускается присоединение до пяти подстанций с учетом последовательности чередования их присоединения (см. рис. 4.18, б), при этом подстанции при НПС и КС должны подключаться одноцепными заходами ВЛ.

Для подстанций при НПС и КС, присоединяемых на ответвлениях или питаемых по двухцепным тупиковым ВЛ, должна применяться типовая схема электрических соединений 4 (см. рис. 4.9), а для промежуточных подстанций, включаемых в расщелку одноцепных и двухцепных ВЛ, — схема 5.

При размещении подстанций при НПС и КС в районах с минимальной температурой воздуха минус 45 °С и ниже:

следует применять электрооборудование холодостойкого исполнения и арктические изоляционные масла или устанавливать электрооборудование внутри помещений;

на подстанциях 220 и 110 кВ при головных НПС и КС, а также электроприводных КС следует применять воздушные выключатели, отделители и короткозамыкатели; на указанных подстанциях вне помещений следует применять масляные выключатели.

Выбор мощности трансформаторов на подстанциях при НПС и КС следует производить с учетом обеспечения их полной производительности и нормальных оперативных переключений технологических агрегатов (пуск резервного, а затем остановка рабочего) в режиме длительного отключения одного трансформатора.

В схемах внешнего электроснабжения необходимо рассматривать вопросы обеспечения пуска и самозапуска синхронных и асинхронных электродвигателей 6(10) кВ (см. § 5.12).

При выборе схемы должен решаться вопрос о комплексном электроснабжении магистральных нефте- и газопроводов и других потребителей в прилегающем районе. От подстанций при НПС и КС должно предусматриваться электроснабжение районных потребителей в пределах экономически целесообразного радиуса действия сетей 10—110 кВ. В технологическом РУ 6—10 кВ НПС и КС при необходимости предусматривается до четырех ячеек отходящих линий для районных потребителей.

4.8. СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ГОРОДОВ

В городах нашей страны сосредоточена большая часть потребителей электроэнергии: электропотребление в них составляет около 75 % общего (включая промпредприятия, расположенные на территории городов). Это предопределяет существенное влияние схем электроснабжения городов на общее построение электрической сети,

В соответствии с численностью населения, тыс. чел., согласно СНиП II-60-75 города СССР классифицируются следующим образом:

Крупнейшие	Свыше 500
Крупные	От 250 до 500
Большие	От 100 до 200
Средние	От 50 до 100
Малые	До 50

Города характеризуются высокой плотностью электрических нагрузок (от 2 до 12 МВ·А/км²) и большим количеством потребителей, расположенных на ограниченной площади. Это создает специфические условия, для которых проектируется схема электроснабжения.

Крайне ограниченная территория и стесненные условия для выбора трасс воздушных линий и площадок подстанций, повышенные архитектурно-эстетические требования к сооружаемым элементам сети диктуют необходимость применения простых схем подстанций, сооружения закрытых подстанций, двухцепных ВЛ и кабельных линий (КЛ). Значительная стоимость КЛ 110—220 кВ (в 12—15 раз выше, чем ВЛ) предопределяет их использование только в центральной части крупнейших городов. Воздушные линии и узловые подстанции следует располагать в пригородной зоне.

Большая концентрация электрических нагрузок, решающая роль электроэнергии в обеспечении нормальной жизнедеятельности города требуют высокой надежности электроснабжения. Электропредприятия или их комплексы, а также отдельные потребители, при внезапном прекращении электроснабжения которых возникает опасность для жизни людей и нарушение работы особо важных элементов городского хозяйства, относятся к первой категории [4.4].

Проектирование схемы электрических сетей города должно выполняться с выявлением очередности развития на срок не менее 10 лет. Необходимо учитывать генеральные планы развития городов, которые выполняются на перспективу 25—30 лет.

Городские электрические сети классифицируются на:

электроснабжающие сети 110 кВ и выше;

питающие и распределительные сети 10(6) кВ.

В качестве основного напряжения для городских сетей среднего напряжения в СССР принято 10 кВ. Аналогичная рекомендация принята МЭК для всех стран. В тех городах, где имеются сети 6 кВ, они, как правило, переводятся на напряжение 10 кВ.

Принципиальным вопросом построения схемы электроснабжения города является наимыгоднейшее число трансформаций энергии, т. е. количество ее преобразований между напряжениями 110 и 10 кВ. Практика проектирования показывает, что введение промежуточного напряжения 35 кВ увеличивает капиталовложения и потери в сетях. Это является причиной отказа от его применения в проектируемых системах электроснабжения городов и ликвидации сетей этого напряжения в тех городах, где они существовали ранее. Таким образом, для городских сетей следует считать предпочтительной систему электроснабжения 110/10 кВ. К аналогичным выводам в результате многочисленных исследований пришли зарубежные специалисты.

Для электроснабжения крупных и крупнейших городов используются также сети напряжением 220 кВ и выше. С учетом сказанного электроснабжающие сети условно делаются на:

сети внешнего электроснабжения — линии 220 кВ и выше, обеспечивающие связь системы электроснабжения города с внешними энерго-

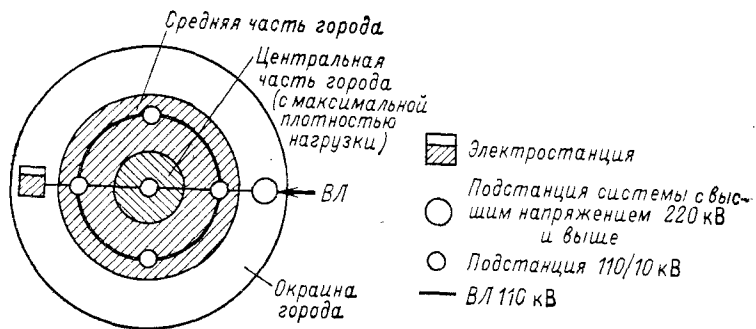


Рис. 4.20. Идеальная схема электроснабжения города

источниками, и подстанции 220 кВ и выше, от которых питаются городские сети 110 кВ, а также линии 220 кВ и выше, связывающие эти подстанции;

сети внутреннего электроснабжения — линии 110 кВ и подстанции 110/10 кВ, предназначенные для питания городских сетей СН (10 кВ); в отдельных случаях применяются глубокие вводы 220/10 кВ, которые также относятся к сетям внутреннего электроснабжения.

Выбор схемы электроснабжающей сети зависит от конкретных условий: географического положения и конфигурации селитебной территории города, плотности нагрузок и их роста, количества и характеристики источников питания, исторически сложившейся существующей схемы сети и др. Выбор производится по результатам технико-экономического сопоставления вариантов.

Разработана идеальная схема электроснабжения города, удовлетворяющая приведенным выше требованиям к рациональной схеме (рис. 4.20). Схема базируется на системе напряжений 110/10 кВ. Сеть 110 кВ выполняется в виде двухцепного кольца, охватывающего город и выполняющего роль сборных шин, которые принимают энергию от центров питания (ЦП) — местных электростанций или подстанций 220 кВ, расположенных на окраине или за пределами города. Электроснабжающая сеть города является звеном энергетической системы района. Глубокие вводы в районы с высокой плотностью и этажностью застройки выполняются кабельными линиями 110 кВ (линия диаметральной связи на рис. 4.20). Пропускная способность кольца 110 кВ должна обеспечивать перетоки мощности в нормальных и послеаварийных режимах при отключении отдельных элементов сети. Для более благоприятного распределения мощности в кольце следует чередовать присоединение ЦП к сети 110 кВ и подстанций 110/10 кВ.

Приведенная схема дает возможность дальнейшего расширения без коренной ломки. Пропускная способность сети 110 кВ может увеличиваться за счет «разрезания» кольца и подключения его к новым ЦП и за счет увеличения количества линий 110 кВ, т.е. повторения кольца с прокладкой линий по новым трассам и присоединения к ним новых подстанций 110/10 кВ (рис. 4.21). Присоединение сети 110 кВ кольцевой конфигурации к новым ЦП позволяет менять направления потоков мощности в ней, увеличивая пропускную способность без реконструкции.

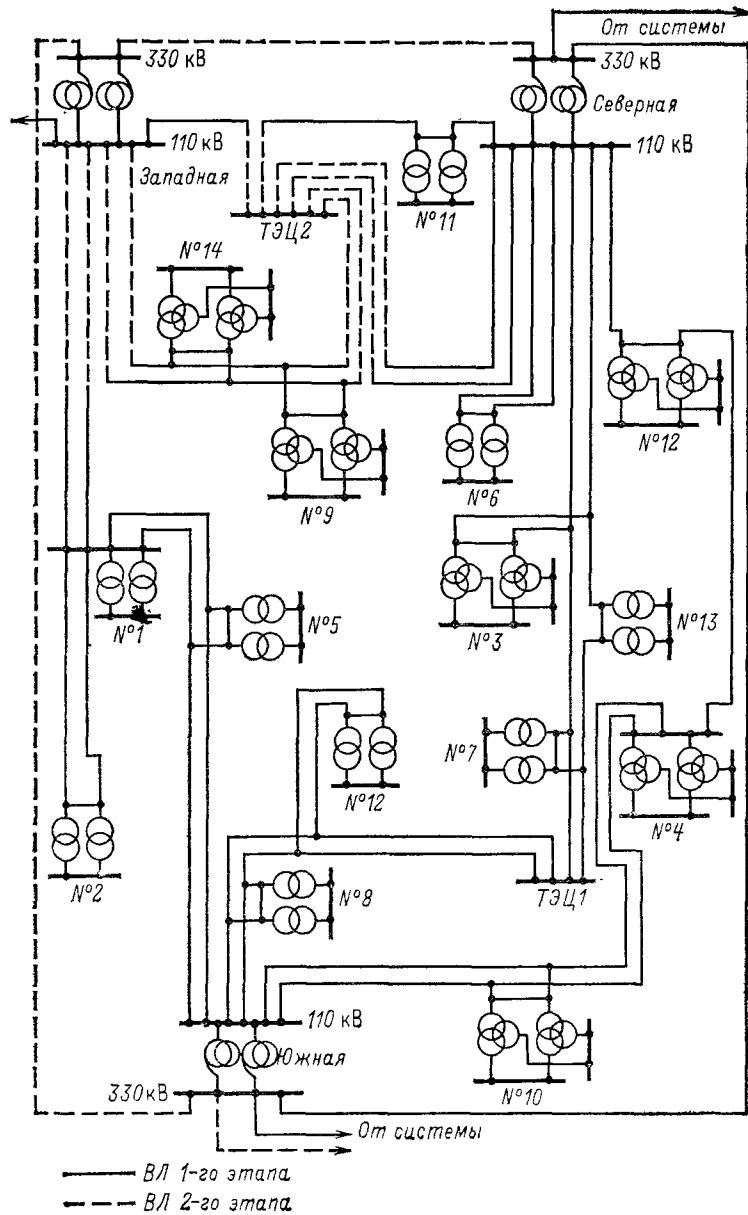


Рис. 4.21. Схема сети 110—330 кВ кольцевой конфигурации для электроснабжения крупного города

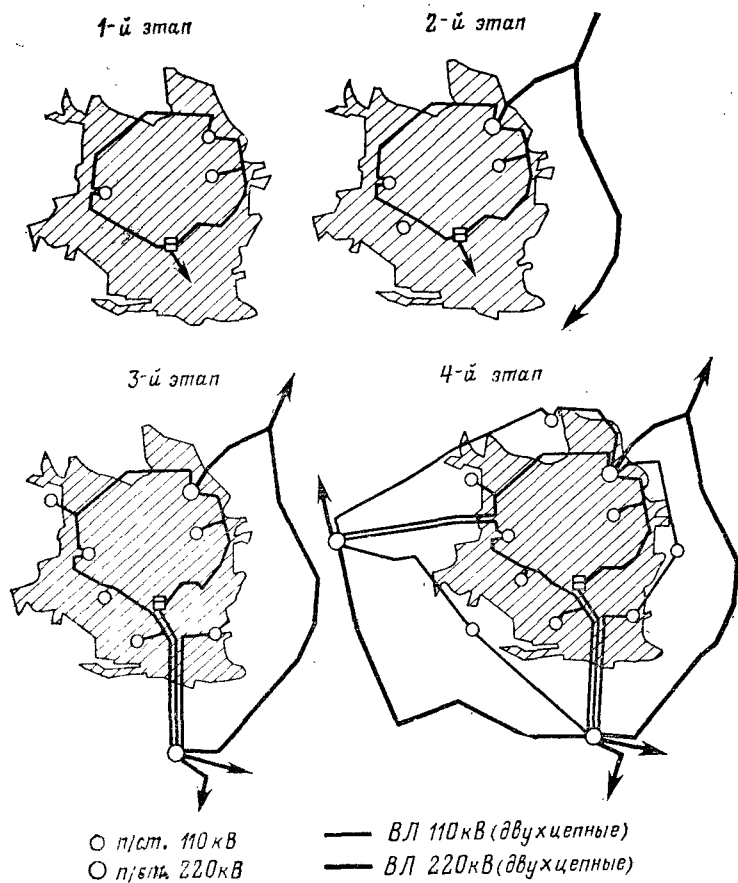


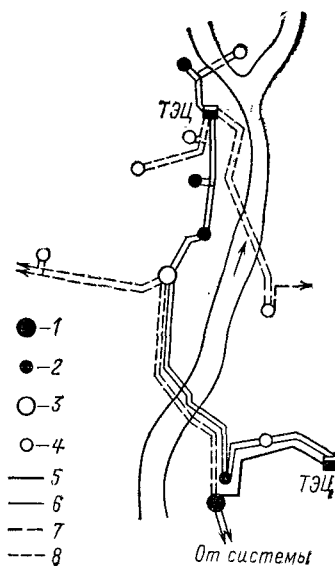
Рис. 4.22. Этапы развития электроснабжающей сети крупного города

Схемы электроснабжения конкретных городов в той или иной степени отличаются от идеальной схемы, однако ее общие принципы находят соответствующее отражение в конкретных проектах.

Для крупных и крупнейших городов можно отметить несколько этапов развития электроснабжающей сети (рис. 4.22). Начальной стадией создания сети 110 кВ от городской ТЭЦ является 1-й этап, когда отдельные линии и подстанции еще не представляют единой четкой системы электроснабжения. На 2-м этапе, связанном с появлением первой подстанции 220/110 кВ, уже проступают принципы формирования сети; 3-й и 4-й этапы характеризуются процессом окончательного формирования сети 110 кВ и создания вокруг города сети 220 кВ кольцевой конфигурации. Существенным отличием от идеальной схемы в рассмат-

Рис. 4.23. Схема «ленточной» сети 110—220 кВ для электроснабжения города, вытянутого вдоль реки

1 (3) — действующие (намечаемые) ПС 220 кВ; 2 (4) — то же 110 кВ; 5 (7) — действующие (намечаемые) ВЛ 220 кВ; 6 (8) — то же 110 кВ



риваемом примере является отсутствие диаметральной связи и подстанций глубокого ввода в центре города, что является следствием высокой стоимости КЛ 110 кВ и трудностей осуществления глубоких вводов в застроенную часть города.

Для городов, вытянутых вдоль морских побережий или рек, электроснабжающая сеть 110 кВ обычно выполняется в виде магистральных двухцепных ВЛ, проходящих вдоль города и присоединенных в нескольких точках к ЦП 220/110 кВ (рис. 4.23).

После создания вокруг города сети напряжением 220 кВ и выше на нее переключаются функции обеспечения параллельной работы центров питания, сеть 110 кВ может работать разомкнуто с учетом оптимального распределения потоков мощности и обеспечения целесообразных уровней токов КЗ.

Основным типом конфигурации сети 110 кВ является двухцепная ВЛ, опирающаяся на два центра питания (тип D2, см. рис. 4.2, e); могут применяться также двухцепные радиальные ВЛ (тип P2, рис. 4.2, б), хотя их применение ограничено, так как они характеризуются худшим использованием пропускной способности ВЛ, меньшей надежностью и гибкостью.

Практика проектирования и выполненные технико-экономические исследования позволяют дать следующие рекомендации по схемам присоединения городских подстанций к сети 110 кВ:

к двухцепным ВЛ, опирающимся на два ЦП (конфигурация D2, рис. 4.24, a), целесообразно присоединять не более четырех подстанций, а к двухцепным радиальным ВЛ (конфигурация P2, рис. 4.24, б) — не более двух по схемам, приведенным на рис. 4.24;

главные электрические схемы городских подстанций на стороне 110 кВ рекомендуется выполнять по типовым схемам 4 и 5 (см. рис. 4.9);

в качестве коммутационных узлов сети 110 кВ целесообразно использовать РУ 110 кВ подстанций с ВН 220—330 кВ и городских ТЭЦ.

Для крупных и крупнейших городов оптимальная мощность подстанций 110/10 кВ, питаемых по ВЛ, — 2×25 МВ·А с возможностью замены по мере роста нагрузок на 2×40 МВ·А, для подстанций, питаемых по КЛ, — 2×40 МВ·А с возможностью замены на 2×63 МВ·А.

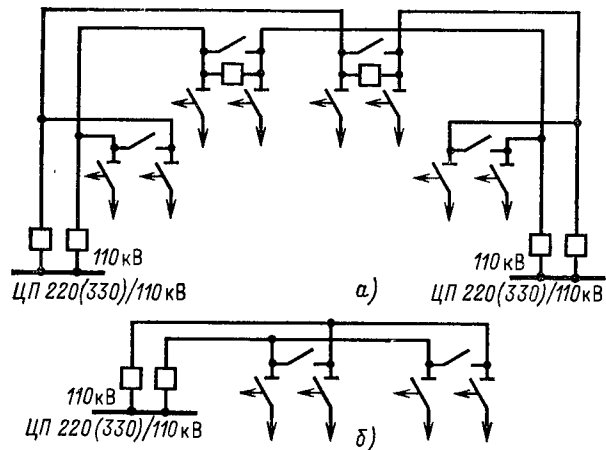


Рис. 4.24. Схемы присоединения городских подстанций к сети 110 кВ

Исходя из рекомендованных выше схем присоединения городских подстанций к ВЛ 110 кВ и их оптимальной мощности, сечение проводов для городских двухцепных ВЛ рекомендуется принимать 240 мм² (по алюминию).

4.9. СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В СЕЛЬСКОЙ МЕСТНОСТИ

К электрическим сетям сельскохозяйственного назначения принято относить сети напряжением 0,4—110 кВ, от которых снабжаются электроэнергией преимущественно (более 50 % расчетной нагрузки) сельскохозяйственные потребители (включая производственные нужды, меллиорацию, коммунально-бытовые потребности и культурное обслуживание).

Основной особенностью электроснабжения сельскохозяйственных потребителей является необходимость охвата сетями большой территории с малыми плотностями нагрузок (для начальной стадии электрификации — 1—5 кВт/км², при дальнейшем развитии — 7—15 кВт/км²). Это предопределяет значительные затраты на сооружение распределительных сетей 0,4 и 10 кВ, которые составляют 70 % общих затрат на сельское электроснабжение.

Массовое строительство электрических сетей за последние 15—20 лет позволило электрифицировать практически всех сельских потребителей. Почти все они обеспечены централизованным электроснабжением от энергосистем. Лишь незначительное количество мелких удаленных от сетей энергосистем потребителей снабжается электроэнергией от изолированных мелких, в основном дизельных электростанций. Достигнутый уровень централизованного электроснабжения позволил довести годовое потребление электроэнергии сельским хозяйством примерно до 12 % общего электропотребления по стране.

Можно считать завершенным первый этап электрификации сельских потребителей — охват электроснабжением «вширь». Начата реализация второго этапа — электрификации «вглубь», характеризующегося более интенсивным внедрением электроэнергии в сельскохозяйственное производство в результате комплексной электромеханизации и автоматизации стационарных процессов, более высоким уровнем электрификации бытовых нужд сельского населения, а также более качественным и надежным электроснабжением сельских потребителей.

На первом этапе электрификации, когда электроэнергия использовалась главным образом для освещения и привода некоторых вспомогательных процессов, большинство сельскохозяйственных потребителей по требованиям надежности относилось к 3-й категории. По мере электрификации технологических процессов эти требования повышались. Согласно [4.5] сельские потребители делятся на категории по надежности следующим образом:

1-я — потребители, нарушение электроснабжения которых приводит к значительному материальному ущербу вследствие массовой порчи продукции или серьезного расстройства технологического процесса (инкубаторы, птицефабрики, помещения для выращивания бройлеров, свиноматки с электрообогревом). Для особо ответственных потребителей этой группы должно быть обеспечено автоматическое включение резерва, для остальных допустим перерыв до 30 мин.

2-я — потребители, нарушение электроснабжения которых связано с нарушением технологического процесса, снижением выхода продукции, частичной ее порчей (электрифицированные доильные установки; установки по первичной обработке молока; животноводческие и птицеводческие фермы — кормоприготовление и раздача, водоснабжение; теплицы и парники). Для этих потребителей допускаются перерывы в электроснабжении до 3,5 ч.

3-я — все остальные потребители. Для этой группы допустимы перерывы в электроснабжении до 1 сут.

Основной системой напряжений для электроснабжения сельских потребителей является 110/35/10/0,4 кВ. Исключение составляет Латвийская ССР, где существует и развивается система напряжений 110/20/0,4 кВ. Напряжение 6 кВ для электроснабжения сельского хозяйства не рекомендуется; действующие сети этого напряжения переводятся на 10 кВ.

Выполненные в начале 70-х годов исследования показали, что на перспективу 10—15 лет целесообразно сохранить систему напряжений 110/35/10/0,4 кВ с подсистемами 110/35/0,4 и 110/10/0,4 кВ. Первая подсистема имеет ограниченное распространение (например, для электроснабжения насосных станций оросительных систем), вторая находит все более широкое применение. По мере роста плотности сельскохозяйственных нагрузок система напряжений 110/10/0,4 кВ должна получить преимущественное развитие, что позволит отказаться от одной ступени трансформации и, следовательно, существенно снизить расход электроэнергии на ее транспорт.

Система централизованного электроснабжения сельских потребителей состоит из двух типов сетей:

питающих (ВЛ 110 и 35 кВ и подстанции 110/35/10, 110/10 или 35/10 кВ);

распределительных (ВЛ 10 кВ, потребительские подстанции 10/0,4 и 35/0,4 кВ и линии 380/220 В).

На первом этапе развития сельской электрификации, при незначительных нагрузках сельских потребителей, схемы электрических сетей, как питающих, так и распределительных, строились по радиальному

принципу. Подстанции 35/10 кВ выполнялись однострансформаторными, малой мощности, на каждую из них приходилось 200—300 км ВЛ 10 кВ, а радиусы действия этих ВЛ достигали 40—50 км. Сети 35 и 10 кВ выполнялись, как правило, без секционирования и без применения АПВ. На этом этапе основной задачей являлся максимальный охват сельской местности централизованным электроснабжением при минимальных капитальных затратах.

На современном этапе электрификации сельского хозяйства возникают новые задачи: повышение пропускной способности существующей сети, так как рост нагрузок приводит к повышению потерь электроэнергии и снижению ее качества, и повышение надежности электроснабжения.

Эти задачи решаются путем внедрения в схемы питающих и распределительных сельских сетей следующих мероприятий:

сооружение разукрупняющих питающих подстанций 110/35/10 и 110(35)/10 кВ для сокращения радиусов действия сети 10 кВ и протяженности ВЛ 10 кВ, отходящих от одной подстанции. За последние годы удельная протяженность ВЛ 10 кВ на одну подстанцию снизилась в 2 раза (до 100—150 км), а средний радиус действия уменьшился до 15 км. В перспективе намечается тенденция сооружения подстанций 110(35)/10 кВ в каждом колхозе и совхозе с передачей сетям 10 кВ функций распределения электроэнергии внутри хозяйств и населенных пунктов;

увеличение количества двухтрансформаторных подстанций 110(35)/10 кВ. В настоящее время подстанции с нагрузкой свыше 2 МВт, как правило, сооружаются двухтрансформаторными. На конец X пятилетки удельный вес двухтрансформаторных подстанций 110 кВ составлял 65 %, а 35 кВ — более 50 %;

увеличение количества подстанций с двусторонним питанием. Одиноконечная радиальная схема сетей 35—110 кВ (см. рис. 4.2, а) проектируется, как правило, с учетом ее замыкания в перспективе на ближайший ЦП. Наибольшее применение находит замкнутая сеть, опирающаяся на два ЦП (см. рис. 4.2, б). Двойная радиальная сеть (см. рис. 4.2, в) в сельских районах не получила распространения, так как ее применение целесообразно при значительных сосредоточенных электрических нагрузках (см. § 4.2). В настоящее время более половины сельскохозяйственных подстанций 110(35)/10 кВ имеют двустороннее питание;

замыкание сети 10 кВ — от разных питающих подстанций или двух секций одной подстанции — путем сооружения перемычек. На смену радиальным приходят петлевые схемы сети 10 кВ;

автоматическое секционирование сетей 35 и 10 кВ, применение АВР и АПВ.

4.10. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Критерием для выбора сечения проводников воздушных и кабельных линий является минимум приведенных затрат (см. § 8.1). В практике проектирования линий массового строительства выбор сечения проводников производится не сопоставительным технико-экономическим расчетом в каждом конкретном случае, а по нормируемым обобщенным показателям.

В качестве такого показателя при проектировании кабельных линий и воздушных линий 35—500 кВ в течение многих лет использовалась *экономическая плотность тока*.

Для ВЛ значения экономической плотности тока принимались в пределах 1—1,5 А/мм² — в зависимости от региона страны и числа часов использования максимума нагрузки. Значения экономической плотности тока были установлены, исходя из прямой зависимости стоимости сооружения ВЛ от сечений проводов. Переход к массовому строительству воздушных линий на унифицированных опорах существенно изменил соотношения стоимости ВЛ с разными сечениями проводов. В частности, оказалось, что строительство некоторых ВЛ 110 кВ с меньшими сечениями проводов обходится дороже, чем ВЛ с большими сечениями (см. § 9.2).

В этих условиях более правильно нормировать не экономическую плотность тока, а *экономические токовые интервалы* каждой марки провода для ВЛ разных напряжений, определенные с учетом унификации конструкций ВЛ. Этот метод выбора сечений проводов для ВЛ 35—750 кВ рекомендован научно-техническим советом Минэнерго СССР при рассмотрении проекта новой унификации линий, разработанного институтом «Энергосетьпроект».

Выбор сечения проводов и конструкции фазы ВЛ 1150 кВ и передач постоянного тока производится на основе технико-экономических расчетов.

Разработке экономических токовых интервалов предшествовали исследовательские и конструкторские работы по созданию унификации линий, исходя из конкретных задач электросетевого строительства [4.14].

Выбор сечения проводов ВЛ 35—750 кВ. Расчетная токовая нагрузка линии (I_p) определяется по выражению

$$I_p = I_5 \alpha_i \alpha_T, \quad (4.2)$$

где I_5 — ток линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном эксплуатационном режиме, определяемый в соответствии с [4.2] для системообразующих линий по расчетным длительным потокам мощности (см. § 3.6), для распределительных линий по нагрузке линии, определяемой расчетом потокораспределения при прохождении максимума нагрузки энергосистемы; α_i — коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии; α_T — коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_m и коэффициент ее попадания в максимум энергосистемы k_m .

Введение коэффициента α_i вытекает из учета фактора разновременности в технико-экономических расчетах (см. § 8.1). Расчетное выражение для α_i имеет вид

$$\alpha_i = \sqrt{\sum_{t=1}^T \frac{i_t^2 - i_{t-1}^2}{(1 + E_{н,п})^{t-1}}}, \quad (4.3)$$

где $E_{н,п}$ — коэффициент приведения разновременных затрат; $i_t = I_t/I_5$ — отношение тока ВЛ t -го года к току пятого года эксплуатации; T — последний год расчетного периода, продолжительность которого рекомендуется принимать для ВЛ 500—750 кВ не менее 10 лет.

Формула (4.3) используется для линий 500—750 кВ при наличии информации об изменении нагрузки по годам эксплуатации. При известной нагрузке линий 500—750 кВ только по этапам (на первом, пятом и десятом году эксплуатации), а также для линий 330 кВ α_i

определяется по выражению

$$\alpha_i = \sqrt{0,15 + 0,13(i_1 + 0,3)^2 + 0,55(i_{10} + 0,07)^2}. \quad (4.4)$$

Для линий 110–220 кВ значение α_i принимается равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

На рис. 4.25 приведены кривые $\alpha_i(i_1, i_{10})$, построенные по (4.4). По кривым видно, что α_i в практических расчетах изменяется в пределах от 0,6 до 1,65.

При пользовании формулой (4.4) или кривыми по рис. 4.25 i_{10} принимается не более 2 (кроме линий 330 кВ длиной более 200 км и 500 кВ — более 500 км, для которых i_{10} принимается не более 1).

Коэффициент α_T принимается по табл. 4.9.

Таблица 4.9. Усредненные значения коэффициента α_T

Напряжение ВЛ, кВ	k_M	$T_M, \text{ч}$		
		До 4000	4000—6000	Более 6000
35—330	1,0	0,8	1,0	1,3
	0,8	0,9	1,2	1,6
	0,6	1,1	1,5	2,2
500—750	1,0	0,7	0,9	1,1
	0,8	0,8	1,0	1,4
	0,6	0,9	1,4	1,9

Для линий с максимумом нагрузки летом или в часы ночного снижения нагрузки энергосистемы (при $k_M \leq 0,5$) I_5 принимается по максимальной нагрузке линии, а α_T — равным 0,4.

Сечения проводов ВЛ 35–750 кВ выбираются по табл. 7.8 в зависимости от напряжения, расчетной токовой нагрузки, определенной по (4.2), района по гололеду, материала и цепности опор. В табл. 7.10 приведены экономические интервалы по мощности. Таблицы составлены для всех применяемых стандартных сечений проводов для четырех регионов, отличающихся замыкающими затратами на электроэнергию (см. § 8.4). В связи с близкими результатами расчетов оказалось возможным объединить данные по ОЭС европейской части страны и ОЭС Востока.

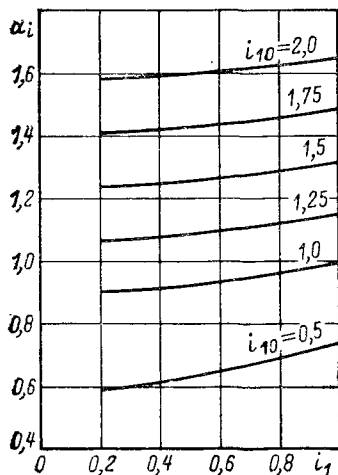


Рис. 4.25. Кривые коэффициентов α_i к расчетному току для выбора сечений проводов с учетом изменения нагрузки по годам эксплуатации

Для ВЛ, сооружаемых в изолированных энергосистемах, не входящих в ОЭС, сечения проводов выбираются по тем же таблицам в зависимости от региона прохождения трассы ВЛ.

В таблицах приведены данные для ВЛ на железобетонных и металлических унифицированных опорах, так как деревянные опоры в настоящее время применяются редко. Для этих ВЛ можно пользоваться токовыми интервалами для линий на железобетонных опорах.

При расчетном токе, превышающем верхнюю границу использования максимального сечения проводов ВЛ данного напряжения, рекомендуется рассматривать технико-экономическую целесообразность превышения этой границы в сравнении с вариантами усиления сети.

Выбор сечения провода на каждом участке линии с промежуточными отборами мощности производится по расчетной нагрузке соответствующего участка. При этом допускается принимать одинаковое сечение для двух смежных участков (по более протяженному), если их нагрузки находятся в соседних экономических интервалах.

Сечение проводов на ответвлениях от основной ВЛ длиной до 2 км, сооружаемых одновременно с основной линией, принимается таким же, как и на основной линии. Для заходов действующих ВЛ на подстанции сечение провода выбирается, как правило, не меньшим, чем на основной линии.

Применяемое в настоящее время для строительства ВЛ количество сечений проводов (для ВЛ 110 кВ — семь, 220–330 кВ — четыре, 500 кВ — три) противоречит принципам унификации линий в целом. Поэтому при разработке новой унификации опор рассмотрена целесообразность сокращения номенклатуры используемых проводов. Сокращение количества марок применяемых для строительства ВЛ проводов позволит полностью типизировать проектирование и сооружение ВЛ на базе ограниченного количества марок проводов, конструкций опор и фундаментов, изоляции и арматуры, а по мере увеличения доли унифицированных ВЛ в общей протяженности эксплуатируемых линий — получить положительный эффект в организации эксплуатации.

При выборе варианта унификации выявлена целесообразность осуществления, в основном, «сквозной» унификации номенклатуры проводов для ВЛ всех напряжений, причем шаг сечений для каждого напряжения должен составлять 1,5–2. Этим условиям соответствуют сечения проводов (фаз), мм²: ВЛ 110 кВ — 70, 120, 240; 220 кВ — 240, 400; 330 кВ — 2×240, 2×400; 500 кВ — 3×300 (330), 3×400; 750 кВ — 5×300, 5×400.

Сокращенная номенклатура проводов принята при разработке новой унификации опор. Экономические токовые интервалы для ВЛ с сокращенной номенклатурой проводов приведены в табл. 7.9, а соответствующие им потоки мощности — в табл. 7.11. Преимущественное сооружение новых ВЛ 110–750 кВ с проводами сокращенной номенклатуры должно осуществляться по мере разработки и освоения новой унификации опор и увеличения выпуска электропромышленностью проводов рекомендуемых марок.

Ограниченное количество применяемых сечений позволит осуществлять их выбор исходя из назначения проектируемой ВЛ. Так, для ВЛ 110 кВ провод АС 240 должен применяться в городах (см. § 4.8), а также на головных участках линий, отходящих от центров питания, АС 70 — для малозагруженных линий в сельской местности, для ВЛ 220–330 кВ: АС 400 — для линий, отходящих от центров питания сетей, АС 240 — для остальных линий и т. п.

Выборное сечение провода должно быть проверено по допустимой токовой нагрузке по нагреву:

$$I_{p,n} \leq I_{доп} \quad (4.5)$$

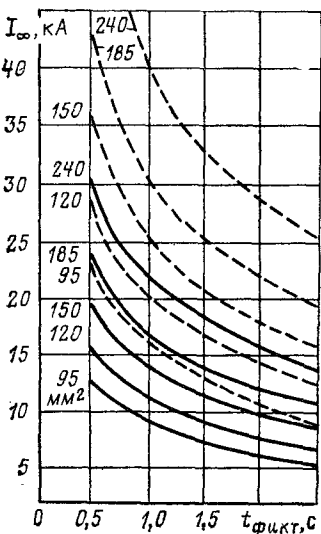
где $I_{p,n}$ — расчетный ток для проверки проводов по нагреву (в качестве такового принимается средняя токовая нагрузка за полчаса), при этом расчетными режимами могут являться нормальные или послеаварийные режимы, а также периоды ремонтов других элементов сети, возможных неравномерностей распределения нагрузки между линиями и т. п.; $I_{доп}$ — допустимые длительные токовые нагрузки (см. табл. 7.12).

Проверке по условиям короны подлежат воздушные линии 110 кВ и выше, прокладываемые по трассам с отметками выше 1500 м над уровнем моря. При более низких отметках проверка не производится, так как экономические интервалы токов и мощностей (см. табл. 7.8—7.11) подсчитаны для сечений, равных или больших минимально допустимых по условиям короны (табл. 4.10).

Таблица 4.10. Минимальные сечения проводов по условиям короны

Номинальное напряжение, кВ	Количество проводов в фазе	Сечение стале-алюминиевого провода, мм ²	Номинальное напряжение, кВ	Количество проводов в фазе	Сечение стале-алюминиевого провода, мм ²
110	1	70/11	500	3	300/66,
150	1	120/19		3	330/27
220	1	240/39	750	4	400/93
330	1	600/72		5	240/56
	2	240/32			

Проверке по допустимым потерям и отклонениям напряжения ВЛ 35 кВ и выше не подлежат, так как повышение уровня напряжения путем увеличения сечения проводов таких линий по сравнению с применением трансформаторов с РПН или средств компенсации реактивной мощности экономически не оправдывается.



Выбор сечения кабельных линий выполняется по нормативной плотности тока, установленной в зависимости от конструкции кабеля, числа часов использования максимальной нагрузки и региона, характеризующегося стоимостью топлива (см. табл. 7.27). Расчетная токовая нагрузка определяется как для ВЛ. Выбранное сечение должно быть проверено по допустимой длительной нагрузке по нагреву, по допустимым потерям и отклонениям напряжения, а также по термической стойкости при токах КЗ.

Рис. 4.26. Термическая стойкость кабелей 6—10 кВ сечением 95—240 мм²: — алюминий; - - - медь

Проверка по допустимой токовой нагрузке по нагреву производится как для воздушных линий (см. выше) по выражению (4.5), значения допустимых по нагреву мощностей для кабельных линий приведены в табл. 7.31—7.34.

Проверке на максимальную потерю напряжения от центра питания до удаленной подстанции подлежат кабельные сети напряжением 6—10—20 кВ; средние значения предельных потерь напряжения в нормальном режиме не должны превышать 6%. Сеть 6—10 кВ, идущая к электроприемникам этого напряжения, проверяется на допустимые отклонения напряжения, регламентируемые ГОСТ 13109-67*.

Кабельные линии (кроме защищаемых плавкими предохранителями) подлежат проверке по термической стойкости при токах КЗ. Температура нагрева проверяемых проводников при КЗ должна быть не выше следующих предельно допустимых значений, °С:

Кабели до 10 кВ включительно с изоляцией:	
бумажно-пропитанной	200
поливинилхлоридной или резиновой	150
полиэтиленовой	120
Кабели 20—220 кВ	125

Предельные значения установившегося тока КЗ, соответствующего термической стойкости кабелей 10 кВ, приведены на рис. 4.26.

4.11. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОНИЖАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЯХ

Выбор количества трансформаторов (автотрансформаторов) зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от подстанций потребителей и является, таким образом, технико-экономической задачей.

На подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше, как правило, устанавливаются автотрансформаторы, обладающие рядом преимуществ по сравнению с трансформаторами (меньше масса, стоимость и потери энергии при той же мощности).

В практике проектирования на подстанциях всех категорий предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов [4.12]. Несмотря на то что на большинство новых подстанций на первом этапе устанавливается по одному трансформатору, удельный вес двухтрансформаторных подстанций растет (за IX и X пятилетки для подстанций 110 кВ — с 52 до 65%, 220 кВ — с 53 до 66%, 330 кВ — с 45 до 77%).

Применение однотрансформаторных подстанций допускается: в качестве первого этапа сооружения двухтрансформаторной подстанции при постепенном росте нагрузки. При этом на период работы одного трансформатора должно быть обеспечено резервирование электроснабжения потребителей по сетям вторичного напряжения;

при дроблении подстанций для питания узла с сосредоточенной нагрузкой и схеме сети НН, обеспечивающей резервирование каждой из однотрансформаторных подстанций;

для питания неотвечественных потребителей, допускающих перерыв электроснабжения на время, достаточное для замены поврежденного трансформатора (например, насосные станции орошения земель).

При существующей шкале номинальных мощностей трансформаторов можно заметно снизить необходимую суммарную мощность на подстанции при увеличении количества трансформаторов свыше двух. Однако несмотря на это, капитальные затраты и эксплуатационные рас-

ходы в целом по подстанции получаются, как правило, большими вследствие роста удельных затрат на 1 кВ·А с уменьшением единичной мощности трансформатора. С учетом изложенного установка на подстанциях более двух трансформаторов (автотрансформаторов) применяется в следующих случаях:

на подстанциях промышленных предприятий, если необходимо выделить по режиму работы толчковые нагрузки (электропечи и т. п.);

если по технико-экономическим соображениям целесообразно использование на подстанции двух средних напряжений;

если для покрытия нагрузки недостаточно предельной мощности двух автотрансформаторов по существующей шкале (например, 330/110 кВ, 200 МВ·А):

если вариант групп из двух спаренных трехфазных автотрансформаторов имеет технико-экономические преимущества по сравнению с группами из однофазных автотрансформаторов.

В трех последних случаях два автотрансформатора, как правило, подключаются на стороне ВН под общий выключатель.

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузке пятого года эксплуатации подстанции, считая с года ввода первого трансформатора.

Суммарная установленная мощность трансформаторов должна удовлетворять условиям

$$S_T \geq \frac{P_{max}}{n_T}; \quad (4.6)$$

$$S_T \geq \frac{P_{ав}}{K_{ав}(n_T - n_{отк})}, \quad (4.7)$$

где n_T , S_T — количество и единичная мощность трансформаторов; P_{max} — максимальная нагрузка подстанции в нормальном режиме; $P_{ав} = P_{max} - P_{рез}$ — нагрузка подстанции в послеаварийном режиме выхода одного трансформатора; $P_{рез}$ — часть нагрузки подстанции, резервируемая по сетям вторичного напряжения; $n_{отк}$ — количество отключенных трансформаторов; $K_{ав}$ — допустимый коэффициент перегрузки трансформаторов в аварийных случаях по ГОСТ 14209-69 (см. § 6.2).

Согласно упомянутому стандарту в аварийных случаях трансформаторы допускают в течение не более 5 сут перегрузку в 1,4 номинальной мощности на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 ч в сутки. Поэтому для двухтрансформаторной подстанции при отсутствии резервирования по сетям вторичного напряжения по [4.12] мощность каждого трансформатора принимается равной 0,7 P_{max} . При наличии резервирования мощность каждого трансформатора должна быть равной 0,7 $P_{ав}$, но не менее $P_{max}/2$.

Мощность однотрансформаторной подстанции определяется максимальной нагрузкой трансформатора в нормальном режиме (до 100%). При проектировании нескольких взаиморезервируемых однотрансформаторных подстанций мощность трансформаторов на них должна выбираться таким образом, чтобы в послеаварийном режиме с учетом указанной выше перегрузки обеспечивалось резервирование наиболее мощной из подстанций.

При наличии перспективных графиков нагрузки проектируемых подстанций мощность трансформаторов может быть уменьшена за счет учета их допустимой систематической перегрузки (см. § 6.2).

При установке на подстанции одной группы однофазных трансформаторов предусматривается одна резервная фаза.

Увеличение мощности однотрансформаторных подстанций осуществляется, как правило, путем установки второго трансформатора, двухтрансформаторных — заменой трансформаторов более мощными.

Расчет необходимой мощности трансформаторов на тяговых подстанциях электрифицируемых железных дорог производится, исходя из нагрузок пятого года эксплуатации дороги, по следующим формулам: для подстанций переменного тока

$$S_T = \frac{1}{\gamma \cos \varphi} (2k'_M P'_{ср,н,м} + 0,65k''_M P''_{ср,н,м}) + \delta P_p; \quad (4.8)$$

для подстанций постоянного тока

$$S_T = \frac{1}{\cos \varphi} k_M P_{ср,н,м} + \delta P_p, \quad (4.9)$$

где S_T — мощность трансформатора; $P'_{ср,н,м}$, $P''_{ср,н,м}$ — среднесуточные активные нагрузки наиболее и наименее загруженных плеч питания тяговой подстанции в месяц интенсивного движения (принимаются по данным проектной организации МПС); $P_{ср,н,м}$ — среднесуточная нагрузка подстанции постоянного тока в месяц интенсивного движения (принимается по данным проектной организации МПС); P_p — максимальная нагрузка районных потребителей, питающихся от третьей обмотки трансформаторов тяговой подстанции; $1/\gamma$ — коэффициент, учитывающий неравномерность загрузки фаз и обмоток трехфазных трансформаторов; при значении районной нагрузки до 30% тяговой $\gamma = 1,15$, свыше 30% $\gamma = 1,10$; $\cos \varphi$ — средневзвешенный коэффициент мощности тяговой нагрузки (с учетом компенсации реактивной мощности); $\delta = 0,9$ — коэффициент, учитывающий несоответствие районной и тяговой нагрузок; k_M , k'_M , k''_M — коэффициенты, учитывающие допустимую по условиям износа изоляции обмоток трансформатора внутрисуточную неравномерность нагрузки подстанции (рис. 4.27).

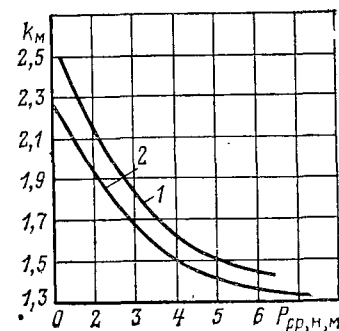
При выборе автотрансформаторов решаются две специфические задачи: выбор напряжения третичной обмотки (35 или 10 кВ) и проверка загрузки общей обмотки. Выбор напряжения третичной обмотки определяется следующими факторами:

наличием вблизи площадки подстанции достаточно крупного потребителя, электроснабжение которого целесообразно осуществлять на напряжении 10 кВ;

необходимостью и целесообразностью установки на подстанции синхронных компенсаторов, присоединяемых на напряжении 10 кВ; целесообразностью установки на подстанции шунтовых конденсаторных батарей на напряжение 35 кВ.

Рис. 4.27. Значения коэффициента k_M для определения мощности трансформаторов тяговых подстанций:

1 — при использовании электровозов типов ВЛ-8 и ВЛ-80; 2 — типов ВЛ-22 и ВЛ-60



В условиях, когда возможны перетоки мощности из сети СН и ВН в сеть НН, и в случаях присоединения к обмотке НН синхронных компенсаторов требуется проверка загрузки общей обмотки автотрансформатора, которая может быть выполнена по формуле

$$S_0 = \alpha S_1 + S_3 \leq \alpha S_{\text{ном}}, \quad (4.10)$$

где S_0 — нагрузка общей обмотки; S_1, S_3 — соответственно нагрузка обмотки ВН и СН; $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность АТ; $\alpha = (U_1 - U_2) / U_1$ — коэффициент выгоды АТ; U_1 — ВН; U_2 — СН.

Трансформаторы (автотрансформаторы) принимаются со встроенным регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Установка отдельных последовательных регулировочных трансформаторов допускается только при отсутствии соответствующих трансформаторов (автотрансформаторов) с РПН (в частности, при питании потребителей от третичных обмоток автотрансформаторов).

4.12. НЕКОТОРЫЕ КОНСТРУКТИВНЫЕ ДАННЫЕ, НЕОБХОДИМЫЕ ПРИ ВЫБОРЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

При составлении наиболее целесообразных вариантов схемы сети может потребоваться информация, которой проектировщик, как правило, располагает на последующих стадиях проектирования. К такой информации относятся данные о принципиальной возможности проложения трассы ВЛ и ее протяженности, возможности размещения в намеченном районе площадки подстанции, материале опор для сооружения ВЛ. Интенсивная застройка территорий города и промышленными зонами, закон о земле, ограничивающий использование сельскохозяйственных угодий для промышленной застройки, существенно влияют на принципиальную возможность осуществления и показатели намеченных вариантов схемы. Пренебрежение конкретными географическими условиями может изменить соотношение технико-экономических показателей сравниваемых вариантов и повлиять на выводы. В наиболее сложных случаях — в условиях городской и промышленной застройки, а также в районах с особыми географическими условиями — рекомендуется предварительная проработка сравниваемых вариантов на картографическом материале, при необходимости — с выполнением предварительных согласований с заинтересованными организациями. В остальных случаях рекомендуется руководствоваться приведенными ниже данными, основанными на нормативных документах и опыте проектирования электрических сетей в современных условиях.

Протяженность рассматриваемых ВЛ рекомендуется принимать с учетом удлинения трасс ВЛ в k раз (по сравнению с воздушной прямой):

ОЭС	k	ОЭС	k
Северо-Запада	1,20	Казахстана	1,16
Центра	1,16	Средней Азии	1,19
Юга	1,26	Сибири	1,20
Средней Волги	1,16	Магаданская, Якутская,	
Урала	1,16	Камчатская энергосистемы	1,20
Северного Кавказа	1,26	Востока	1,20
Закавказья	1,18		

При необходимости определения ширины коридора ВЛ на подходах к электростанциям и подстанциям рекомендуется пользоваться данными табл. 4.11.

Таблица 4.11. Ширина коридора при различном числе ВЛ

Напряжение, ВЛ, кВ	Ширина коридора (включая охранную зону), м, при количестве ВЛ			
	1	2	3	4
35	38	50	62	74
110	51	67	83	99
150	63	82	101	120
220	65	87	109	131
330	78	106	134	162
500	88	131	174	217
750	155	255	355	455

В городских условиях ширина коридора для ВЛ 110 кВ составляет 20 м.

При технико-экономическом сравнении вариантов, отличающихся схемой и конфигурацией электрических сетей, материал опор ВЛ должен приниматься одинаковым для всех вариантов. При выборе материала опор следует руководствоваться «Техническими правилами по экономичному расходованию основных строительных материалов» (ТП 101-81).

Большинство ВЛ сооружается на железобетонных опорах. На них сооружаются одноцепные ВЛ напряжением до 500 кВ включительно, а также двухцепные ВЛ 35—220 кВ.

Стальные опоры применяются в качестве анкерно-угловых и специальных для всех ВЛ, сооружаемых на железобетонных опорах, для двухцепных ВЛ 330—500 кВ, для одноцепных ВЛ 750 кВ и выше, для ВЛ, сооружаемых в труднодоступных районах, где доставка железобетонных опор на трассу невозможна.

Деревянные опоры находят ограниченное применение: для сооружения ВЛ до 220 кВ при наличии технико-экономического обоснования.

Для ориентировочной оценки размера площадки, необходимой для сооружения открытой подстанции, в табл. 4.12 приводятся данные для наиболее распространенных типов подстанций.

Таблица 4.12. Ориентировочные размеры площадок открытых подстанций 35—750 кВ

Сочетания напряжений, кВ	Количество и мощность трансформаторов, шт. X МВ · А	ВН		СН		Ориентировочные размеры площадок, м
		Количество ВЛ	Типовая схема	Количество ВЛ	Типовая схема	
35/10	2 × 1—2 × 6,3	2	35-4, 35-5	—	—	40 × 50
110/10	2 × 16—2 × 40	2	110-4, 110-5	—	—	60 × 70
110/35/10	2 × 16—2 × 40	2	110-4, 110-5	4	35-9	90 × 100
220/110/10	2 × 125—2 × 200	2	220-5, 220-7	10	110-12	150 × 200
330/110/10	2 × 125—2 × 200	2	330-7	10	110-12	200 × 250
500/220/10	2 × (3 × 167)	4	500-15	10	220-12	300 × 500
750/330/15,75	2 × (2 × 333)	4	750-16	6—8	330-17	600 × 700

Размеры площадок для комплектных трансформаторных подстанций приведены в § 6.6 (см. табл. 6.38 и 6.39).

Для закрытых подстанций 110/10 кВ с двумя трансформаторами от 16 до 63 МВ·А и схемой на стороне ВН 110-4 или 110-5 размер здания следует принимать 30×30 м, а площадки — 45×50 м.

Сооружение открытых подстанций в городах ограничивается стесненностью территории, уровнем шума, создаваемого трансформаторами, а также другими градостроительными требованиями.

Допустимое расстояние от открытых подстанций (без проведения мероприятий по борьбе с шумом) до различных зданий и городских территорий характеризуется данными табл. 4.13.

Таблица 4.13. Допустимое расстояние от открытых подстанций до зданий и территорий в городах

Мощность трансформаторов до, МВ·А	Расстояния, м, не менее, до			
	жилых зданий, спальных корпусов детских учреждений, поликлиник	школ и других учебных заведений, гостиниц, общежитий, клубов, кинотеатров	площадок отдыха в микрорайонах	предприятий торговли, общественного питания, коммунально-бытовых
40	300	250	150	50
60	700	500	350	100
125	1000	800	600	350

Для закрытых подстанций минимальные расстояния до жилых и коммунально-бытовых зданий по условиям шума могут приниматься равными для трансформаторов до 63 МВ·А 30 м, до 125 МВ·А 50 м, до 200 МВ·А 70 м.

РАЗДЕЛ ПЯТЫЙ

РАСЧЕТЫ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

5.1. ЗАДАЧИ РАСЧЕТА И РАСЧЕТНЫЕ РЕЖИМЫ

Расчеты режимов электрических сетей выполняются для определения:

загрузки элементов сети, соответствия пропускной способности сети ожидаемым потоком мощности;

сечений проводов и кабелей и мощностей трансформаторов и автотрансформаторов;

уровня напряжения в узлах и элементах сети и мероприятий, обеспечивающих поддержание напряжения в допустимых пределах; потерь мощности и электроэнергии для оценки экономичности работы сети и эффективности способов снижения потерь;

уровня токов КЗ, соответствия существующей или намечаемой к установке аппаратуры ожидаемым токам КЗ, мероприятий по ограничению токов КЗ;

пропускной способности сети по условиям устойчивости;

интегральных показателей условий работы сети в целом за длительный период (например, год) — передаваемой энергии, средних зна-

чений отдельных параметров режима (напряжения в узлах, загрузки трансформаторов, плотности тока в линиях электропередачи и т. п.) или диапазона изменений значения какого-либо параметра для расчетных элементов сети и др.

При анализе ожидаемых в перспективе установившихся режимов следует различать расчетные длительные (регулярные) потоки мощности по сети, которые могут иметь место в нормальных режимах работы энергосистем, и расчетные максимальные (нерегулярные) потоки, определяемые случайными отклонениями от нормальных режимов.

Расчетные длительные потоки мощности («балансовые» или «режимные») определяются характером изменений потребления и выработки электроэнергии в разрезе суток и года, имеют достаточно большую длительность (1000 ч и более) и связаны с передачей электроэнергии, а при реверсивных потоках мощности соответственно с обменом электроэнергией.

Характер изменения потоков активной мощности определяется тремя основными факторами: графиками нагрузок отдельных узлов, режимами работы генерирующих источников, условиями обмена мощностью рассматриваемой энергосистемы с соседними.

В общем случае потоки активной мощности по сети энергосистемы являются сложной функцией всех трех перечисленных факторов. Лишь условно для выбора характерных режимов и их анализа в сложной сети можно выделять отдельные участки, для которых влияние одного фактора будет преобладающим: сеть, питающую близкие по режиму потребления узлы; линии выдачи мощности электростанций; межсистемные связи.

На формирование потоков реактивной мощности кроме факторов, определяющих потоки активной мощности, значительное влияние оказывают потери реактивной мощности в сети и зарядная мощность линий напряжением 220 кВ и выше.

Для выявления наибольших значений расчетных длительных потоков мощности, как правило, достаточно ограничиться рассмотрением следующих характерных режимов:

максимальных нагрузок в зимние сутки (обычно 18—19 ч рабочего дня в середине недели последней декады декабря), когда возникают потоки мощности, связанные с наибольшим потреблением электроэнергии и наиболее полным использованием мощности электростанций;

дневного снижения нагрузок в зимние сутки (12—14 ч), когда возникают потоки мощности, связанные с остановом пиковых электростанций при относительно небольшом снижении нагрузок (10—15 %) по сравнению с максимальными;

минимальных нагрузок в зимние сутки (1—3 ч ночи), когда возникают потоки мощности, связанные с появлением местных избытков мощности в районе расположения электростанций с недостаточной регулировочной способностью (АЭС, угольные ТЭС и др.) и дефицитов мощности в районах, где расположены глубоководные или аккумулялирующие электростанции;

максимальных нагрузок летних суток (20—22 ч), когда возникают потоки, связанные с проведением капитальных ремонтов на электростанциях.

Для получения экономических характеристик работы сети на какой-либо период времени необходимо рассмотреть и других режимов, например режима минимальных нагрузок воскресных и праздничных летних дней, характеризующего условия работы сети при наименьших в течение года нагрузках, режимов наиболее полного использования возможности выработки электроэнергии на атомных электростанциях,

на отдельных гидроэлектростанциях или каскадах в целом в период паводка, режимов повышенного использования тепловых электростанций, сжигающих неадекватные виды топлива с ограничением выработки электроэнергии на топливе, баланс которого складывается напряженно, и т. п.

Для выявления максимальных значений нерегулярных потоков мощности необходимо в первую очередь рассмотреть послеаварийные режимы, возникающие при:

отключениях наиболее нагруженных линий, трансформаторов и автотрансформаторов; аварийном выходе в отдельном узле (районе) значительной генерирующей мощности;

необходимости мобилизации расположенного в данном узле (районе) свободного аварийного резерва для передачи его в другие части системы.

Иногда возникает необходимость в рассмотрении особых режимов, например режима одностороннего включения линии электропередачи для оценки повышенных напряжений на отключенном конце линии.

Для анализа переходных режимов при проектировании сети могут потребоваться следующие характерные параметры:

основное расчетное значение тока КЗ, определяющее требования к аппаратуре, — сверхпереходный ток, который вычисляется для начального момента переходного процесса, возникающего при КЗ;

нерегулируемые потоки мощности, возникающие в элементах сети при нарушении баланса мощности вследствие отключения большой генерирующей мощности (крупного блока, целой электростанции или ее части и даже двух электростанций, если в данной схеме возможно их одновременное отключение), крупного потребителя, или наиболее нагруженной линии электропередачи; потоки такого типа имеют место в период от момента нарушения баланса до создания нового установившегося режима под действием устройств автоматического регулирования и управления.

5.2. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ДЛЯ РАСЧЕТОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

Расчетная схема электросети составляется из схем замещения линий электропередачи, трансформаторов, автотрансформаторов, реакторов, батарей конденсаторов.

Воздушные линии электропередачи 110 кВ и выше и длиной до 300—400 км обычно представляются П-образными схемами замещения (рис. 5.1).

Активное сопротивление, Ом, определяется по формуле

$$R = r_0 l, \quad (5.1)$$

где l — длина линии, км; r_0 — удельное сопротивление, Ом/км, при температуре проводов $+20^\circ\text{C}$.

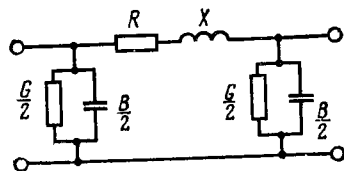


Рис. 5.1. П-образная схема замещения линий

Поскольку температура провода может изменяться, сопротивление R при температуре t определяется как

$$R_t = R_{20} (1 + 0,004 (t - 20)). \quad (5.2)$$

Реактивное сопротивление определяется как

$$X = x_0 l, \quad (5.3)$$

где x_0 — удельное реактивное сопротивление, Ом/км:

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{D_{cp}}{\sqrt[n]{ra_{cp}^{n-1}}}; \quad (5.4)$$

здесь D_{cp} — среднее геометрическое расстояние между фазами, см; r — радиус провода, см; a_{cp} — среднее геометрическое расстояние между проводами одной фазы, см; n — количество проводов в фазе.

Активная проводимость (если расчеты установившегося режима для ВЛ 330 кВ и выше выполняются с учетом потерь на корону) учитывается следующим образом, См:

$$G = g_0 l. \quad (5.5)$$

Удельная активная проводимость определяется по формуле

$$g_0 = \frac{\Delta P_{кор}}{U_{ном}^2}, \quad (5.6)$$

где $\Delta P_{кор}$ — потери на корону, кВт/км, которые зависят от погоды и в зависимости от характера задач принимаются максимальными или среднегодовыми; $U_{ном}$ — номинальное напряжение, кВ.

Реактивная проводимость, См, определяется как

$$B = b_0 l. \quad (5.7)$$

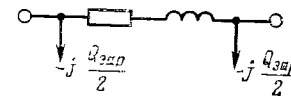
Удельная реактивная проводимость, См/км, определяется по формуле

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \left(D_{cp} / \sqrt[n]{ra_{cp}^{n-1}} \right) \cdot 10^{-6}}. \quad (5.8)$$

Для большинства расчетов в сетях 110—330 кВ (реже — 500 кВ) линия электропередачи может представляться упрощенной схемой замещения (рис. 5.2), где

$$Q_{зар} = q_0 l. \quad (5.9)$$

Рис. 5.2. Упрощенная схема замещения линии



Удельная зарядная мощность, Мвар/км, определяется по формуле

$$q_0 = b_0 U^2. \quad (5.10)$$

Зарядной мощностью воздушных линий 35 кВ и ниже в расчетах пренебрегают. Удельные расчетные параметры линий электропередачи разных напряжений и конструкций приведены в табл. 7.5, 7.6.

Для ВЛ длиной более 300—400 км обычные параметры П-образной схемы замещения Z и Y заменяются приведенными параметрами Z' и Y' , которые учитывают равномерное распределение сопротивлений и проводимости вдоль линии и определяются по формулам

$$Z' = \sqrt{\frac{Z}{Y}} \operatorname{sh} \sqrt{ZY}; \quad (5.11)$$

$$\frac{Y'}{2} = \sqrt{\frac{Y}{Z}} \operatorname{th} \sqrt{\frac{ZY}{2}}. \quad (5.12)$$

В практических расчетах при $l \leq 1000$ км следует пользоваться упрощенными формулами:

$$Z' = Z_\lambda \left[\frac{r_0}{2x_0} (\sin \lambda + \lambda \cos \lambda) + j \sin \lambda \right]; \quad (5.13)$$

$$\frac{Y'}{2} = \frac{1}{Z_\lambda} \left[\frac{r_0}{2x_0} \left(\frac{\lambda}{\cos^2 \lambda} - \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2} \right) + j \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2} \right], \quad (5.14)$$

где $Z_\lambda = \sqrt{\frac{x_0}{b_0}}$ — волновое сопротивление ВЛ без потерь, Ом;

$\lambda = l \sqrt{x_0 b_0}$ — волновая длина ВЛ без потерь (при подсчете тригонометрических функций берется в радианах).

Коэффициент распространения волны $\sqrt{x_0 b_0}$ практически одинаков для всех конструкций ВЛ и находится в пределах $1,05 \cdot 10^{-3} — 1,08 \times 10^{-3}$.

Кабельные линии электропередачи, как и воздушные, представляются П-образной схемой замещения. Удельные расчетные параметры кабельных линий r_0 , x_0 , q_0 приведены в табл. 7.25 и 7.26. Ввиду значительного влияния конструкции кабеля на его реактивное сопротивление и проводимость эти параметры являются ориентировочными и более точно должны приниматься по заводским характеристикам кабеля. Для кабельных линий 110 кВ и выше необходимо учитывать активную проводимость G , которая определяется потерями активной мощности в изоляции кабеля, подсчитываемыми по известным значениям реактивной проводимости B и $\operatorname{tg} \delta$:

$$\Delta P_{\text{из}} = U_{\text{ном}}^2 B \operatorname{tg} \delta = U_{\text{ном}}^2 G, \quad (5.15)$$

откуда

$$G = B \operatorname{tg} \delta. \quad (5.16)$$

При этом $\operatorname{tg} \delta$ принимается по данным заводов-изготовителей и обычно находится в пределах 0,003—0,006.

Двухобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы (последние — когда не используется третья обмотка) представляются Г-образной схемой замещения (рис. 5.3).

Реактивное сопротивление, Ом, определяется по формуле

$$X_T = \frac{u_p}{100} \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_T}, \quad (5.17)$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение основного вывода обмотки трансформатора, кВ; S_T — номинальная мощность, МВ·А; u_p — реактивная составляющая падения напряжения в трансформаторе при номинальной нагрузке, % $U_{\text{ном}}$. Эта составляющая определяется по формуле

$$u_p = \sqrt{u_k^2 - u_a^2}, \quad (5.18)$$

где u_k — напряжение КЗ, % $U_{\text{ном}}$; u_a — активная составляющая падения напряжения при номинальной нагрузке, % $U_{\text{ном}}$, равная потерям КЗ в процентах S_T . В расчетах сетей 35 кВ и выше следует принимать $u_p \approx u_k$.

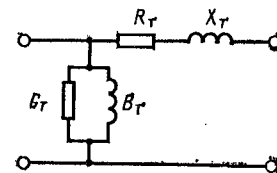


Рис. 5.3. Г-образная схема замещения двухобмоточных трансформаторов

Активное сопротивление, Ом, определяется по формуле

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{ном}}^2}{S_T^2}. \quad (5.19)$$

Активная проводимость, См, определяется по формуле

$$g_T = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (5.20)$$

где ΔP_x — потери ХХ (потери в стали), МВт.

Реактивная проводимость определяется по формуле

$$B_T = \frac{I_x S_T}{100 U_{\text{ном}}^2}, \quad (5.21)$$

где I_x — ток ХХ, % $I_{\text{ном}}$.

Двухобмоточные трансформаторы в расчетах часто представляются упрощенной схемой замещения (рис. 5.4), для которой потери реактивной мощности, Мвар, при ХХ трансформатора определяются как

$$\Delta Q_x = I_x S_T / 100. \quad (5.22)$$

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы представляются трехлучевой схемой замещения (рис. 5.5). Значения R и X

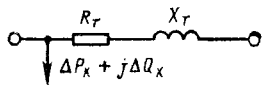
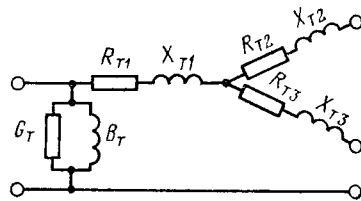


Рис. 5.4. Упрощенная схема замещения двухобмоточных трансформаторов

Рис. 5.5. Трехлучевая схема замещения трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов



для разных обмоток определяются так же, как и для двухобмоточных трансформаторов, но величины u_k и ΔP_k вычисляются по формулам

$$u_1 = \frac{1}{2} (u_{1-2} + u_{1-3} - u_{2-3}); \quad (5.23)$$

$$u_2 = \frac{1}{2} (u_{1-2} + u_{2-3} - u_{1-3}); \quad (5.24)$$

$$u_3 = \frac{1}{2} (u_{2-3} + u_{1-3} - u_{1-2}); \quad (5.25)$$

$$\Delta P_1 = \frac{1}{2} (\Delta P_{1-2} + \Delta P_{1-3} - \Delta P_{2-3}); \quad (5.26)$$

$$\Delta P_2 = \frac{1}{2} (\Delta P_{1-2} + \Delta P_{2-3} - \Delta P_{1-3}); \quad (5.27)$$

$$\Delta P_3 = \frac{1}{2} (\Delta P_{2-3} + \Delta P_{1-3} - \Delta P_{1-2}). \quad (5.28)$$

Напряжения КЗ и потери КЗ по парам обмоток u_{i-j} , ΔP_{i-j} приводятся в паспортных данных. Реактивное сопротивление одного из лучей схемы замещения трехобмоточного трансформатора близко к нулю.

Для трансформатора, имеющего различные номинальные мощности отдельных обмоток, паспортные значения u_k и ΔP_k должны быть приведены к одной мощности (обычно к мощности обмотки высшего напряжения). Приведение u_k производится пропорционально отношению номинальных мощностей обмоток, а приведение ΔP_k — пропорционально квадрату этого отношения.

Основные каталожные и расчетные данные трансформаторов и автотрансформаторов приведены в табл. 6.5—6.20.

Источники активной мощности (генераторы) в схеме замещения задаются постоянной генерируемой мощностью. Хотя бы для одного из них мощность не должна быть задана, так как заранее не известны потери мощности в сети, которые перед расчетом оцениваются предварительно. Такой узел называется балансирующим. В качестве балансирующего узла целесообразно принимать пункт присоединения одной

из наиболее крупных электростанций или смежной энергосистемы, за счет изменения мощности которых и будет компенсироваться неточность предварительного определения потерь. Основные параметры генераторов приведены в табл. 6.1—6.4.

Источники реактивной мощности (часть генераторов, синхронных компенсаторов и батарей конденсаторов, установленных у потребителей) могут задаваться как постоянной генерируемой мощностью, так и более сложными зависимостями: диапазон выдачи и потребления мощности для генераторов и статических компенсаторов, специальные схемы замещения. Определение загрузки источников реактивной мощности в значительной мере является задачей расчета режима и для получения заданных уровней напряжения в схеме требует нескольких последовательных пересчетов. Реактивная мощность, генерируемая батареями конденсаторов, зависит от фактического напряжения. Поэтому для узлов, в которых напряжение существенно отличается от номинального (на 7—10% и более), необходимо батарею конденсаторов представить в схеме замещения реактивным сопротивлением:

$$X_C = U_{ном}^2 / Q_6, \quad (5.29)$$

где Q_6 — мощность батарей при номинальном напряжении.

Основные параметры синхронных компенсаторов и конденсаторов приведены в табл. 6.28 и 6.30.

Батареи продольной компенсации представляются реактивным сопротивлением

$$X_C = - \frac{1}{\omega C \cdot 10^{-6}}, \quad (5.30)$$

где C — емкость батареи, мкФ; ω — угловая частота.

Суммарное реактивное сопротивление компенсированной линии определяется по формуле

$$X_{л,к} = X_{л} (1 - \gamma_k) = x_0 l - \frac{1}{\omega C \cdot 10^{-6}}, \quad (5.31)$$

где $\gamma_k = X_C / X_{л}$ — степень компенсации индуктивного сопротивления линии.

Реактор представляется в схеме замещения реактивным сопротивлением

$$X_p = \frac{u_k U_{ном}^2}{100 S_p} = \frac{u_k U_{ном}}{100 \sqrt{3} I_{ном}}, \quad (5.32)$$

где $U_{ном}$, $I_{ном}$, S_p — номинальные напряжение, ток и мощность реактора; u_k — падение напряжения в реакторе, % $U_{ном}$, при прохождении $I_{ном}$.

Для шунтирующих реакторов $u_k = 100\%$; для токоограничивающих реакторов $u_k = X_p$ и указывается в паспортных данных. Для приближенных расчетов шунтирующие реакторы могут учитываться в точке присоединения реактивной нагрузки, равной их номинальной мощности. Основные данные реакторов приведены в табл. 6.31—6.35.

При расчетах потокораспределения нагрузка учитывается постоянными активной и реактивной мощностями. При значительных отклоне-

ниях напряжений от номинального может возникнуть необходимость учета происходящего при этом изменения нагрузки. Этот учет осуществляется в соответствии со статическими характеристиками нагрузки путем последовательных приближений при ручном расчете или моделированием этой характеристики при расчетах с помощью средств вычислительной техники.

5.3. ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ И НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ ЗАМКНУТОЙ СЕТИ

Замкнутыми сетями называются сети, в которых электроэнергия к нагрузочным точкам подается не менее чем с двух сторон. Точки сети, в которых сходится не менее трех линий, называются узловыми точками или узлами сети. Замкнутые сети с узловыми точками называются сложнзамкнутыми.

При расчетах вручную схема замещения замкнутой сети составляется из последовательных активных и реактивных сопротивлений схем замещения отдельных элементов сети. Если в схему замкнутой сети входят сети нескольких напряжений, все сопротивления продольных ветвей схемы замещения приводятся к одному напряжению:

$$Z_{(U_1)} = Z_{(U_2)} \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2. \quad (5.33)$$

Потоки мощности через поперечные проводимости определяются по номинальному напряжению и при необходимости корректируются при следующих приближениях по фактическим напряжениям в соответствующих точках.

Расчетные нагрузки отдельных точек (узлов) сети должны учитывать нагрузку потребителей, располагаемую мощность имеющихся в данной точке генерирующих источников с учетом резерва, потери мощности в сетях, а также мощности в поперечных проводимостях элементов сети, примыкающих к данной точке. Расчетная нагрузка узла определяется как разница между нагрузкой потребителей и располагаемой мощностью генерирующих источников, уменьшенной на значение размещаемого на них резерва. Нагрузка, располагаемая мощность генерирующих источников и резерв мощности на них принимаются в соответствии с балансом мощности по системе в целом.

Нагрузка системы, учитываемая при составлении баланса, включает в себя потери мощности во всех сетях, в том числе в сетях, для которых проводятся расчеты потокораспределения. Эта нагрузка распределяется по подстанциям для расчета потокораспределения без учета потерь. При расчете потокораспределения с учетом потерь из нагрузки системы в целом перед распределением ее по подстанциям должно быть исключено предварительно оцениваемое значение потерь мощности в сети, для которой производится расчет потокораспределения.

Для замкнутой сети, содержащей несколько контуров, потоки активной и реактивной мощностей по ветвям схемы аналитически могут быть определены, например, путем решения системы контурных уравнений, в которую для каждого контура, имеющего n ветвей, записывается по два уравнения вида

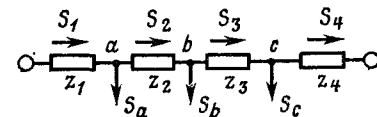
$$\sum_1^n (PR + QX) = 0; \quad (5.34)$$

$$\sum_1^n (PX - QR) = 0. \quad (5.35)$$

Расчет потокораспределения производится без учета потерь мощности, которые определяются на следующем этапе расчета по найденным значениям потоков мощности.

В выполняемых инженерных расчетах сеть часто рассчитывается как однородная ($X/R = \text{const}$ для всех участков сети). При таком до-

Рис. 5.6. Потокораспределение в простейшей сети с двусторонним питанием



пущении потоки активной и реактивной мощностей определяются независимо и уравнения для каждого контура принимают более простой вид:

$$\sum_1^n PX = 0; \quad (5.36)$$

$$\sum_1^n QR = 0. \quad (5.37)$$

Потоки активной мощности определяются реактивными сопротивлениями, потоки реактивной мощности — активными. Потоки реактивной мощности корректируются в процессе расчета напряжений в узлах.

Для сетей 35—110 кВ (особенно при малых сечениях ВЛ) расчет по уравнениям (5.36) и (5.37) может давать значительную погрешность. Для таких сетей расчет потоков активной мощности необходимо выполнять, замещая элементы сети модулями полных сопротивлений Z .

Для наиболее простого случая кольца сети, разрезанной по одному из узлов (рис. 5.6),

$$S_1 = \frac{S_c \hat{Z}_4 + S_b (\hat{Z}_3 + \hat{Z}_4) + S_a (\hat{Z}_2 + \hat{Z}_3 + \hat{Z}_4)}{\hat{Z}_1 + \hat{Z}_2 + \hat{Z}_3 + \hat{Z}_4}; \quad (5.38)$$

$$S_2 = S_1 - S_a \quad (5.39)$$

и т. д.

Для расчета потокораспределения в схемах, содержащих два-три контура, применяется также метод преобразования. Сущность метода — сведение замкнутой схемы к радиальной или к сети с двусторонним питанием путем последовательных преобразований с последующим развертыванием сети и определением потоков мощности в исходной схеме. Преобразование схем замещения при условии, что распределение нагрузок по остальным элементам схемы и падения напряжения между отдельными точками не должны изменяться, может производиться по следующим соотношениям.

Сложение параллельных ветвей при отсутствии на них нагрузок и разложение потока мощности по ветвям (рис. 5.7):

$$Z = \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2}; \quad (5.40)$$

$$S_1 = S \frac{\hat{Z}}{\hat{Z}_1} = S \frac{\hat{Z}_2}{\hat{Z}_1 + \hat{Z}_2}; \quad (5.41)$$

$$S_2 = S \frac{\hat{Z}}{\hat{Z}_2} = S \frac{\hat{Z}_1}{\hat{Z}_1 + \hat{Z}_2}. \quad (5.42)$$

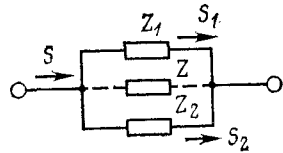


Рис. 5.7. Сложение параллельных ветвей и разложение потока мощности

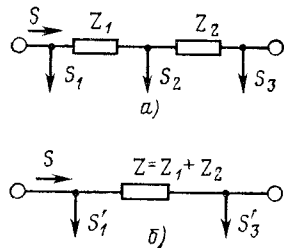
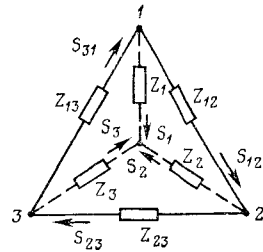


Рис. 5.8. Разнесение нагрузок: а — исходная схема; б — схема после преобразования

Рис. 5.9. Преобразование треугольника в звезду и звезды в треугольник



Разнесение нагрузок в другие точки (рис. 5.8)

$$S'_1 = S_1 + S_2 \frac{\hat{Z}_2}{\hat{Z}_1 + \hat{Z}_2}; \quad (5.43)$$

$$S'_3 = S_3 + S_2 \frac{\hat{Z}_1}{\hat{Z}_1 + \hat{Z}_2}. \quad (5.44)$$

Преобразование треугольника в звезду (рис. 5.9.) дает

$$Z_1 = \frac{Z_{12} Z_{31}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{31}}; \quad (5.45)$$

$$Z_2 = \frac{Z_{12} Z_{23}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{31}}; \quad (5.46)$$

$$Z_3 = \frac{Z_{23} Z_{31}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{31}}; \quad (5.47)$$

$$S_1 = S_{12} - S_{31}; \quad (5.48)$$

$$S_2 = S_{23} - S_{12}; \quad (5.49)$$

$$S_3 = S_{31} - S_{23}. \quad (5.50)$$

Преобразование звезды в треугольник (рис. 5.9)

$$Z_{12} = Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 Z_2}{Z_3} = \frac{Z_1 Z_2 + Z_2 Z_3 + Z_3 Z_1}{Z_3}; \quad (5.51)$$

$$Z_{23} = Z_2 + Z_3 + \frac{Z_2 Z_3}{Z_1} = \frac{Z_1 Z_2 + Z_2 Z_3 + Z_3 Z_1}{Z_1}; \quad (5.52)$$

$$Z_{31} = Z_3 + Z_1 + \frac{Z_3 Z_1}{Z_2} = \frac{Z_1 Z_2 + Z_2 Z_3 + Z_3 Z_1}{Z_2}; \quad (5.53)$$

$$S_{12} = \frac{S_1 \hat{Z}_1 - S_2 \hat{Z}_2}{\hat{Z}_{12}}; \quad (5.54)$$

$$S_{23} = \frac{S_2 \hat{Z}_2 - S_3 \hat{Z}_3}{Z_{23}}; \quad (5.55)$$

$$S_{31} = \frac{S_3 \hat{Z}_3 - S_1 \hat{Z}_1}{\hat{Z}_{31}}. \quad (5.56)$$

При подсчете в однородных сетях потоков активной мощности комплексы мощностей и сопротивлений заменяются соответственно величинами P и X , при подсчете потоков реактивной мощности — Q и R .

Развитие и усложнение энергосистем привели к тому, что для сети современной энергосистемы выполнение расчетов потокораспределения вручную (без применения средств вычислительной техники) практически невозможно.

Первыми техническими средствами для выполнения расчетов потокораспределения стали в свое время модели-анализаторы электрических систем (расчетные столы с питанием постоянным током) и универсальные расчетные модели электрических систем. Модели-анализаторы электрических систем применялись для расчета потокораспределения только активной мощности для небольших схем (20—30 узлов). Время расчета (набор схемы, установка режима, измерение и запись результатов) составляло несколько часов.

Универсальные расчетные модели электрических систем (расчетные столы с питанием переменным током) позволяли выполнять расчеты потокораспределения активной и реактивной мощности и определять уровни напряжения. Предельный объем схемы примерно в 1,5 раза, а время расчета одного режима примерно в 2 раза больше, чем на моделях первого типа.

В связи с большой трудоемкостью расчета на моделях, малым объемом расчетной схемы, недостаточной точностью расчета цифровые электронные вычислительные машины постепенно вытеснили указанные выше модели. Расчетные модели в настоящее время применяются практически только в учебных и исследовательских целях.

Основными средствами расчета потокораспределения и уровней напряжения являются электронные вычислительные машины (ЭВМ). Расчеты проводятся по заранее составленным программам, хранящимся на магнитных лентах или магнитных дисках. Исходные данные записываются в определенном порядке на специальных бланках, затем переносятся в виде отверстий на перфоленту или перфокарты и вводятся в запоминающее устройство ЭВМ.

Вся исходная информация может быть заранее записана на магнитную ленту, магнитный диск в виде готовых расчетных схем замещения или в виде специально организованных автоматизированных банков данных. Возможен ввод исходных данных с телеайпа или с помощью специальной аппаратуры передачи данных.

Автоматически выполняются расчет режима и в определенном порядке печать результатов или вывод их на экран дисплея. Информация о схеме замещения включает в себя топологию схемы и параметры ветвей, при этом приведение сопротивлений к одной ступени напряжения не требуется, так как в расчете учитываются действительные коэффициенты трансформации. Емкость линий задается в виде проводимости или емкостной мощности. Информация об узловых точках задается активными и реактивными нагрузками, а на части узлов — активными нагрузками, модулем напряжения, максимальной и минимальной реактивной мощностью. В последнем случае автоматически поддерживается заданный модуль напряжения, если необходимая для этого реактивная мощность находится в допустимых пределах, или определяется новое значение напряжения, соответствующее одному из заданных предельных значений реактивной мощности. В балансирующем узле чаще всего задается только модуль напряжения.

При расчетах возможны разделение мощности в любом пункте на генерируемую и потребляемую, учет различных статических характеристик, автоматическое регулирование нижних и верхних пределов изменения генерируемых активных и реактивных мощностей и уровней напряжения в любом количестве пунктов, фиксация модулей напряжения, задание и автоматическое использование имеющихся возможностей переключения ответвлений трансформаторов, учет последовательных регулировочных трансформаторов с продольным и поперечным регулированием, учет ограничений перетоков по межсистемным связям и др. Обеспечено удобство проведения серий вариантов расчетов, отличающихся количеством пунктов и участков, конфигурацией сети, значениями нагрузок и т. д. Для случаев, когда расчет не удается выполнить из-за невозможности физической реализации искомого режима, предусмотрена возможность практически при любых исходных данных довести расчет до конца, получить результаты и подвергнуть их инженерному анализу. Предусмотрены также максимальное упрощение записи исходных данных и ряд мероприятий, проверяющих правильность их подготовки и перфорации.

Основной тип ЭВМ, применяемых в СССР для расчетов установившихся режимов, — это ЭВМ единой серии с быстродействием 100 тыс. операций в секунду и более (ЕС-1030 и более мощные). Применяются также ЭВМ типа ЕС-1020 (ЕС-1022) и сохранившиеся в эксплуатации ЭВМ второго поколения (БЭСМ-4, М-222 и др.). Имеются случаи ис-

пользования для таких расчетов так называемых малых вычислительных машин («Мир», «Наири», «Проминь», СМ-4 и др.).

Для ЭВМ третьего поколения наибольшее распространение получили программы расчета установившегося электрического режима энергосистемы, разработанные в Институте электродинамики АН УССР и ЦДУ ЕЭС СССР и из-за сложности внутренней структуры называемые комплексами: КУРС-1000, РУЭР, «Мустанг». Объем рассчитываемых схем составляет 1000—1500 узлов. Имеются версии комплексов для схем объемом до 3500 узлов. Расчет режима, близкого к границе существования или предельного по статической устойчивости, для схемы, насчитывающей примерно 1000 узлов, на ЭВМ ЕС-1033 занимает примерно 15 мин. Используется ряд программ, разработанных другими организациями. Программы для ЭВМ второго поколения имеют предельный объем рассчитываемых схем до 300 узлов.

В рамках работы по созданию САПР энергосистем (подсистемы электротехнических задач — см. § 1.5) продолжается усовершенствование программ расчета потокораспределения и уровней напряжения в следующих направлениях;

- применение более совершенных вычислительных машин;
- увеличение объема расчетной схемы;
- использование общей с другими расчетами информационной базы;
- упрощение подготовки исходных данных (в пределе — автоматическое формирование схемы замещения по хранящимся в банке данных физическим параметрам объектов);
- автоматизация анализа результатов расчета.

Продолжается разработка для программ расчета установившегося режима блоков оптимизации уровней напряжения, распределения реактивной мощности между генерирующими источниками и коэффициентах трансформации. Условие оптимальности режима — минимум потерь активной мощности в сети.

5.4. ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ И МОЩНОСТИ

По известному напряжению на одном из концов линии напряжение второго конца (рис. 5.10) можно определить по следующим формулам (при индуктивном характере нагрузки):

$$U_1 = U_2 + \Delta U_2 + j\delta U_2 = U_2 + \frac{P_2' R + Q_2' X}{U_2} + j \frac{P_2' X - Q_2' R}{U_2}; \quad (5.57)$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_1 - j\delta U_1 = U_1 - \frac{P_1' R + Q_1' X}{U_1} - j \frac{P_1' X - Q_1' R}{U_1}, \quad (5.58)$$

где ΔU и δU — продольная и поперечная составляющие падения напряжения; поперечная составляющая учитывается для сетей 220 кВ и выше.

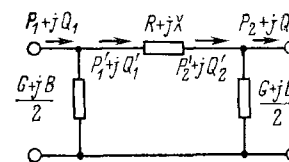


Рис. 5.10. Определение потерь напряжения на участке сети

Следует отметить, что при расчете по данным передающего и приемного концов продольные и поперечные составляющие падения напряжения получаются различными — ориентированными по своему напряжению.

Угол между векторами напряжения в начале и конце участка сети определяется по (5.59) при известном U_2 или по (6.60) при известном U_1 :

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{\delta U_2}{U_2 + \Delta U_2}; \quad (5.59)$$

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{\delta U_1}{U_1 - \Delta U_1}. \quad (5.60)$$

Потери активной и реактивной мощностей в продольной ветви схемы замещения линии определяются по формулам

$$\Delta P_{\text{пр}} = \frac{(P_1')^2 + (Q_1')^2}{|U_1|^2} R = \frac{(P_2')^2 + (Q_2')^2}{|U_2|^2} R; \quad (5.61)$$

$$\Delta Q_{\text{пр}} = \frac{(P_1')^2 + (Q_1')^2}{|U_1|^2} X = \frac{(P_2')^2 + (Q_2')^2}{|U_2|^2} X. \quad (5.62)$$

Приведенные формулы определения потерь напряжения и мощности справедливы и для продольных ветвей схем замещения трансформаторов и автотрансформаторов. Поперечные активные проводимости для ВЛ длиной до 500 км малы, и поэтому обычно при определении потерь напряжения и мощности по приведенным формулам принимается $P_1 = P_1$ и $P_2 = P_2$.

Суммарные потери мощности в элементах сети определяются по формулам (5.63) и (5.65) для ВЛ, (5.64) и (5.65) для КЛ, (5.66) и (5.67) для трансформаторов:

$$\Delta P_{\text{ВЛ}} = \Delta P_{\text{нор}} + \Delta P_{\text{пр}}; \quad (5.63)$$

$$\Delta P_{\text{КЛ}} = \Delta P_{\text{из}} + \Delta P_{\text{пр}}; \quad (5.64)$$

$$\Delta Q_{\text{ВЛ, КЛ}} = \Delta Q_{\text{пр}} - Q_{\text{зар}}; \quad (5.65)$$

$$\Delta P_{\text{T}} = \Delta P_{\text{x}} + \Delta P_{\text{пр}} = \Delta P_{\text{x}} + \Delta P_{\text{н}} \left(\frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{T}}} \right)^2; \quad (5.66)$$

$$\Delta Q_{\text{T}} = \Delta Q_{\text{x}} + \Delta Q_{\text{пр}} = \frac{I_{\text{x}}}{100} S_{\text{T}} + \frac{u_{\text{н}}}{100} S_{\text{T}} \left(\frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{T}}} \right)^2. \quad (5.67)$$

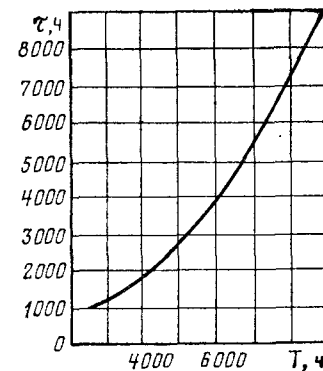
Для трехобмоточных трансформаторов вторая составляющая потерь мощности подсчитывается отдельно для каждого луча схемы замещения.

5.5. ГОДОВЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Потери энергии за время T в последовательных элементах схемы замещения определяются как

$$\Delta W = \int_0^T \frac{P_t^2}{U_t^2 \cos^2 \varphi_t} R_t dt. \quad (5.68)$$

Рис. 5.11. Зависимость времени потерь от годовой продолжительности использования максимума активной нагрузки



В обычных расчетах изменения во времени напряжения в сети и сопротивления проводников (за счет изменения их температуры в зависимости от проходящего тока и температуры окружающей среды) не учитываются. Изменения нагрузки учитывают, используя значение потерь мощности при максимальной нагрузке элемента ΔP_{max} и годовое время максимальных потерь τ (сокращенно — время потерь). Тогда потери энергии за год составят:

$$\Delta W = \frac{P_{\text{max}}^2}{U_{\text{max}}^2 \cos^2 \varphi_{\text{max}}} R \alpha_t \tau, \quad (5.69)$$

где индексом max обозначены величины, относящиеся к режиму максимальной нагрузки; R — сопротивление элементов сети, соответствующее температуре провода $+20^\circ\text{C}$; $\alpha_t = \frac{R_{\text{ср}}}{R}$ учитывает отличие активного

сопротивления проводов $R_{\text{ср}}$ при среднегодовой температуре $t_{\text{ср}}$ от принятого в расчетах. Если R определено по (5.1), т. е. для $t = +20^\circ\text{C}$, то для районов с $t_{\text{ср}}$ выше $+5^\circ\text{C}$ значение α_t можно принимать равным 1,0, для Москвы — 0,94, Свердловска — 0,93, Иркутска — 0,89, Якутска — 0,87.

Зависимость времени потерь τ от годового числа часов использования максимума активной нагрузки T_{max} для условия $\cos \varphi_{\text{max}} = \cos \varphi_t = \text{const}$ приведена на рис. 5.11. Эта же кривая с некоторым приближением соответствует и условию $\cos \varphi_t \neq \text{const}$, если значения коэффициентов мощности в максимум нагрузки и средневзвешенного за год различаются менее чем на 0,04—0,05, что практически имеет место в большинстве случаев. Таким образом, влияние перетоков реактивной мощности на потери энергии учитывается в исходном значении потерь мощности при максимальной нагрузке ΔP_{max} .

Зависимость времени потерь от параметров, характеризующих конфигурацию годового графика передаваемой активной мощности T_{max} и $P_{\text{min}}/P_{\text{max}}$, устанавливает также следующее выражение:

$$\tau = 2T_{\text{max}} - 8760 + \frac{8760 - T_{\text{max}}}{1 + \frac{T_{\text{max}}}{8760} - 2 \frac{P_{\text{min}}}{P_{\text{max}}}} \left(1 - \frac{P_{\text{min}}}{P_{\text{max}}} \right)^2. \quad (5.70)$$

Суммарные годовые потери энергии, МВт·ч, в различных элементах сети определяются по следующим формулам:

в воздушных линиях электропередачи

$$\Delta W_{ВЛ} = \Delta P_{кор} \cdot 8760 + \Delta P_{max} \tau, \quad (5.71)$$

где $\Delta P_{кор}$ — среднегодовые потери мощности на корону, МВт (см. табл. 7.7);

в кабельных линиях электропередачи

$$\Delta W_{КЛ} = \Delta P_{из} \cdot 8760 + \Delta P_{max} \tau, \quad (5.72)$$

где $\Delta P_{из} = Q_{зар} \lg \delta$ — потери в изоляции кабеля (диэлектрические потери), мВт;

в двухобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах

$$\Delta W_T = \Delta P_X \cdot 8760 + \Delta P_K \left(\frac{S_{нагр}}{S_T} \right)^2 \tau, \quad (5.73)$$

где ΔP_X — потери XX (потери в стали), МВт; ΔP_K — потери КЗ, МВт; в трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах

$$\Delta W_T = \Delta P_X \cdot 8760 + \Delta P_K^{(1)} \left(\frac{S_{нагр}^{(1)}}{S_T} \right)^2 \tau_1 + \Delta P_K^{(2)} \left(\frac{S_{нагр}^{(2)}}{S_T} \right)^2 \tau_2 + \Delta P_K^{(3)} \left(\frac{S_{нагр}^{(3)}}{S_T} \right)^2 \tau_3, \quad (5.74)$$

где индексами 1, 2 и 3 обозначены величины, относящиеся соответственно к первичной, вторичной и третичной обмоткам; в обычных расчетах принимается $\tau_1 = \tau_2 = \tau_3$;

в синхронных компенсаторах

$$\Delta W_{СК} = k_{п} \Delta P_{ном} T_{СК} + (1 - k_{п}) \Delta P_{ном} \left(\frac{Q_{нагр}}{Q_{СК}} \right)^2 \tau_{СК}, \quad (5.75)$$

где $\Delta P_{ном}$ — потери мощности в компенсаторе при $Q_{ном}$ (для крупных СК равны 1—1,5 % $Q_{СК}$); $k_{п}$ — коэффициент, учитывающий долю потерь, не зависящих от нагрузки, обычно равен 0,3—0,5; $T_{СК}$ — время работы компенсатора; $Q_{нагр}/Q_{СК}$ — коэффициент нагрузки в максимальном режиме; $\tau_{СК} = 0,2 T_{СК}$; в зоне наиболее вероятных значений $T_{СК} = 4000 \div 8000$; при этом допущении (5.75) принимает вид

$$\Delta W_{СК} = 0,4 \Delta P_{ном} T_{СК} + 0,1 \Delta P_{ном} \left(\frac{Q_{нагр}}{Q_{СК}} \right)^2 T_{СК}; \quad (5.76)$$

в батареях конденсаторов

$$\Delta W_B = 0,003 Q_B T_B, \quad (5.77)$$

где T_B — время работы батареи. Оно принимается равным 7000 ч для нерегулируемых батарей и 5000—6000 ч для регулируемых; в реакторах

$$\Delta W_p = \Delta P_p T_p, \quad (5.78)$$

где ΔP_p — потеря мощности в реакторе при $U_{ном}$ (см. табл. 6.31—6.35); T_p — время работы реактора в течение года. Для отключаемых шунтирующих реакторов T_p равно 6000 ч при $T_{max} \leq 4000$ и 3000—5000 с при $T_{max} > 4000$; для неотключаемых реакторов $T_p = 8760$ ч.

В технико-экономических расчетах (см. § 8.4) суммарные потери подразделяют на переменные и постоянные $\Delta W'$ и $\Delta W''$, обусловленные соответственно потерями мощности, зависящими и не зависящими от нагрузки (потери в поперечных и продольных ветвях схем замещения элементов сети). В составе переменных потерь учитываются потери в активном сопротивлении проводов линий и обмоток трансформаторов. Прочие потери электроэнергии в практических расчетах можно отнести к постоянным потерям.

При подсчете переменных потерь электроэнергии в распределительных сетях τ принимается одинаковым для всех ее элементов и определяется исходя из T_{max} , характерного для суммарной нагрузки рассматриваемой сети.

Для отдельных элементов сети, график нагрузки которых отличается от графика нагрузки потребителей, τ определяется в зависимости от T_{max} данных элементов, определяемого по формуле

$$T'_{max} = \frac{W}{P_{max}}, \quad (5.79)$$

где W — годовой переток энергии по данному элементу сети, включающий в себя и обменные перетоки; P_{max} — максимум нагрузки данного элемента, в общем случае не совпадающий по времени с максимумом нагрузки всех потребителей.

Для основной сети энергосистемы, включающей в себя большое число межсистемных связей, графики перетоков мощности по которым резко различаются, потери электроэнергии определяются на основе расчета ряда характерных режимов и оценки их длительности.

В ряде случаев может оказаться целесообразным определять потери электроэнергии отдельно от потоков активной и реактивной мощностей:

$$\Delta W = \frac{P_{max}^2}{U_{max}^2} R \tau_a + \frac{Q_{max}^2}{U_{max}^2} R \tau_p, \quad (5.80)$$

где τ_a и τ_p определяются по кривой на рис. 5.11 в зависимости от T_a и T_p ; соответственно число часов использования максимума реактивной составляющей потока мощности должно определяться по площади годовых графиков реактивной мощности. Для сетей 35—110 кВ в большинстве случаев $T_p = (0,7 \div 0,8) T_a$. Следует иметь в виду, что уменьшение T_p означает повышение среднего за год уровня напряжения на приемных концах линий и приводит к некоторому снижению потерь от потоков активной мощности, что в величине τ_a не учитывается.

Структура потерь электроэнергии в сетях общего пользования может характеризоваться следующими величинами, %:

Потери в сетях напряжением, кВ:	
750	1
500	9
330	7
220	16
110—150	28
0,4—35	32
Потери на корону	2
Потери в остальных элементах энергосистемы (в реакторах, генераторах, работающих в режиме синхронного компенсатора, измерительных приборах, трансформаторах тока и напряжения)	3
Собственные нужды подстанций	2

Примечание. Потери энергии в трансформаторах и автотрансформаторах составляют около 30 % суммарных потерь в сети соответствующей ступени напряжения.

Выбор оптимальных схем сети и параметров ее отдельных элементов (см. разд. 4) одновременно обеспечивает технико-экономически обоснованный проектный уровень потерь электроэнергии при развитии сети.

При проектировании развития электрических сетей предусматриваются следующие основные мероприятия по ограничению потерь электроэнергии.

Мероприятия по развитию электрических сетей с сопутствующим эффектом ограничения потерь, требующие капиталовложений:

- сооружение новых центров питания электрической сети (подстанций высшего напряжения);
- установка дополнительных трансформаторов и замена на более мощные перегруженных трансформаторов;
- строительство «разгрузочных» ВЛ и подстанций;
- установка компенсирующих устройств с целью обеспечения нормативных уровней напряжения;
- перевод ВЛ на повышенное напряжение.

Мероприятия, требующие капиталовложений, направленные специально на снижение потерь электроэнергии:

- повышение степени компенсации реактивной мощности у потребителей;
- установка в электрических сетях системы дополнительных компенсирующих устройств, сверх необходимых для обеспечения нормативных уровней напряжения;
- установка выключателей на подстанциях для секционирования сети с целью оптимизации режима ее работы;
- установка устройств продольно-поперечного регулирования потоков мощности в неоднородных замкнутых сетях.

Мероприятия, не требующие капиталовложений (организационные):

- оптимизация мест размыкания неоднородных сетей;
- оптимизация уровней напряжения в сети;
- отключение трансформаторов с сезонной нагрузкой;
- перевод генераторов в режим синхронного компенсатора.

5.6. РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Потребителями реактивной мощности в энергосистеме являются электроприемники промышленных предприятий, электрифицированный железнодорожный и городской транспорт, электроприемники сельскохозяйственных производств, а также маломощная двигательная нагрузка населенных мест. Широкое применение в последние годы различных бытовых приборов и люминесцентных светильников привело к существенному увеличению реактивной мощности нагрузки осветительно-бытовых потребителей. Значительная реактивная мощность теряется при ее передаче. Наибольшие потери имеют место в трансформаторах.

Реактивная мощность нагрузки потребителей определяется на основании данных о значениях активной мощности нагрузки и $\cos \varphi$. Естественные $\cos \varphi$ промышленных предприятий определяются по данным специализированных проектных институтов. При отсутствии таких данных можно воспользоваться ориентировочными значениями $\cos \varphi$ по отраслям промышленности, приведенными ниже:

Предприятия	$\cos \varphi$
Тяжелого машиностроения	0,73
Станкостроения	0,68
Инструментальные	0,69
Шарикоподшипниковые	0,83
Подъемно-транспортных машин	0,75
Автотракторные	0,79
Сельскохозяйственных машин	0,79
Приборостроения	0,79
Автомонтажные	0,65
Паровозовагоноремонтные	0,69
Электротехнического оборудования	0,82
Металлообрабатывающие	0,87
Органической химии	0,75—0,8
Резинотехнических изделий	0,65—0,7
Анилиноокрасочные	0,7
Искусственных волокон:	
капроновое производство	0,7—0,75
кордное производство	0,75—0,8
штапельное производство	0,75
производство центрифугального шелка	0,7—0,5
Нефтеперерабатывающие заводы	0,9
Горнорудные	0,65—0,7
Металлургические:	
без термической сварки	0,7
с термической сваркой	0,85

При разработке схем развития электрических сетей подсчет реактивной мощности нагрузки, как правило, производится для группы потребителей, питающихся от общих шин, путем умножения расчетной активной мощности нагрузки, приведенной к шинам, на усредненный $\lg \varphi$ на шинах.

При отсутствии данных значения $\lg \varphi$ на различных ступенях системы электроснабжения с учетом компенсирующих устройств, установ-

ленных у потребителей, и потерь реактивной мощности в сетях предшествующей ступени напряжения могут приниматься по данным усредненных значений $\text{tg } \varphi$ на шинах различного напряжения (в максимальном режиме):

Напряжение, кВ:

6—10:	
электростанций (кроме СН)	0,62
подстанций	0,4
35	0,5
110	0,55
220	0,6

Выдачу реактивной мощности в соседние энергосистемы рекомендуется учитывать по режиму максимальной расчетной выдачи активной мощности при $\cos \varphi = 0,9 \div 0,95$ для ВЛ 35—220 кВ и 0,95—1,0 для ВЛ более высоких напряжений. При наличии подробных данных следует учитывать конкретные условия режима работы данной линии (допустимый перепад напряжений, необходимость создания встречных потоков реактивной мощности).

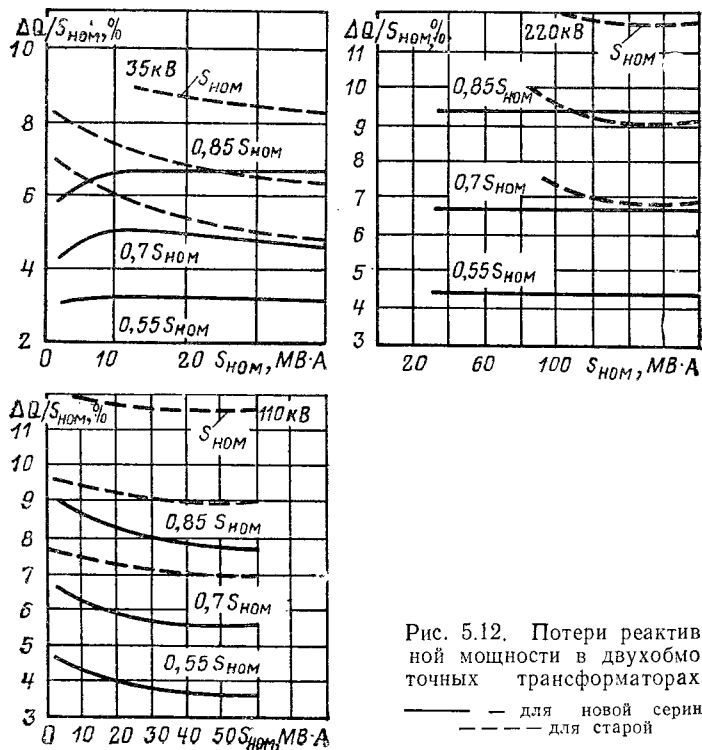


Рис. 5.12. Потери реактивной мощности в двухобмоточных трансформаторах:
 — для новой серии;
 - - - для старой

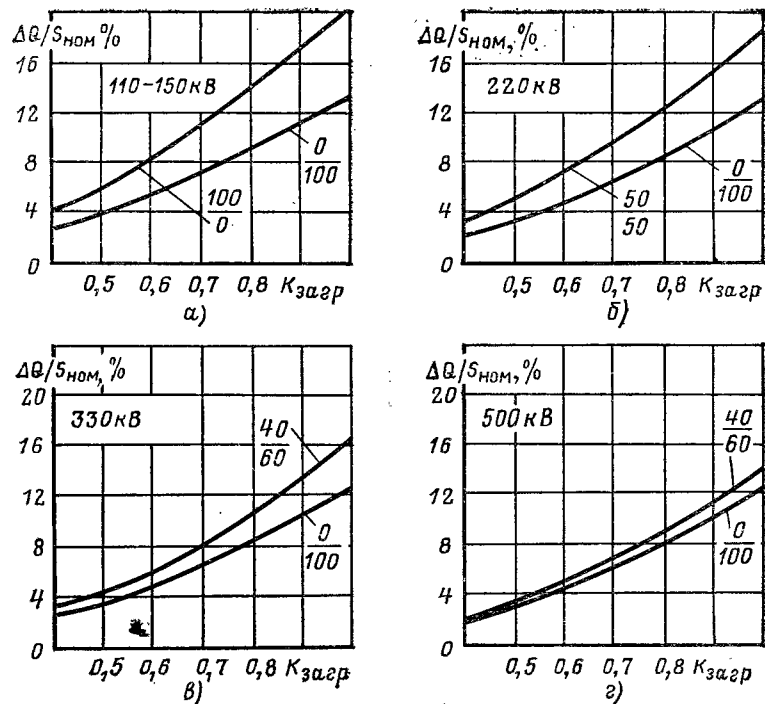


Рис. 5.13. Потери реактивной мощности в трехобмоточных трансформаторах (а) и автотрансформаторах (б—г). В числителе — нагрузка обмотки НН, в знаменателе — СН в процентах нагрузки обмотки ВН

Реактивная составляющая нагрузки собственных нужд электростанций с учетом потерь мощности в трансформаторах собственных нужд определяется исходя из $\cos \varphi = 0,7$.

Основными составляющими расходной части баланса реактивной мощности являются нагрузки потребителей и потери в трансформаторах. Удельный вес каждой из них в суммарном потреблении реактивной мощности составляет 30—50 %.

Следует обратить внимание на влияние, которое оказывает на потери реактивной мощности в сетях средний уровень напряжения. Если в трансформаторах с повышением напряжения часть потерь (в продольной ветви схемы замещения) уменьшается, а часть (потери холостого хода) увеличивается, то в линиях электропередачи с повышением напряжения потери реактивной мощности уменьшаются, а зарядная мощность увеличивается. В итоге при изменении уровня напряжения изменение суммарных потерь в линиях (с учетом зарядной мощности) получается более значительным, чем в трансформаторах.

Заметное снижение потребления реактивной мощности и изменение его структуры вызывается применением новой серии трансформаторов

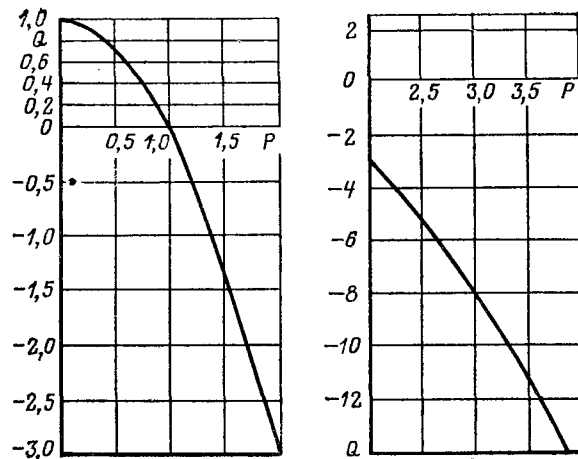


Рис. 5.14. Баланс реактивной мощности по линии (P — в долях $P_{\text{нат}}$, Q — в долях $Q_{\text{зap}}$)

и автотрансформаторов (со сниженными потерями ХХ), которые в ближайшей перспективе составят более половины общего количества (рис. 5.12—5.13). Это обстоятельство повышает требования к точности учета потерь в линиях 110 (150) кВ, которые раньше нередко принимались равными зарядной мощности этих линий и в балансе не учитывались (рис. 5.14).

Установка в сети дополнительных компенсирующих устройств (КУ) сверх необходимых по балансу реактивной мощности обосновывается экономическими соображениями, когда затраты на установку и эксплуатацию КУ перекрываются экономией затрат за счет достигаемого при этом снижения потерь электроэнергии в сети.

Целесообразная мощность КУ по экономическим соображениям, как правило, превышает мощность КУ, необходимую по техническим ограничениям. Работами института «Энергосетьпроект» и других организаций определена эффективность доведения компенсации реактивной мощности в среднем по ЕЭС до 0,4 квар/кВт.

Основные методические положения определения экономически обоснованных значений реактивной мощности, передаваемой из сети энергосистемы на шины подстанций, установлены в [5.8]. При перспективном проектировании энергосистем, характеризующемся неопределенностью исходной информации, получили распространение более простые методы. Используемые при этом рекомендации обеспечивают условия для принятия в проектах развития энергосистем решений, гарантирующих сохранение баланса реактивной мощности при нормативных уровнях напряжения в расчетных режимах независимо от фактической реализации предложений по оптимальной степени компенсации реактивных нагрузок у потребителей.

Определение экономически обоснованных коэффициентов реактивной мощности $\text{tg } \varphi$ на шинах подстанций при перспективном проектировании ведется с использованием обобщенных показателей (рис. 5.15—

5.18), дифференцированных для регионов страны из-за разных значений замыкающих затрат на электроэнергию и удельных показателей стоимости КУ.

Порядок выполнения расчетов сводится к следующему.

1. Для рассматриваемой сети на расчетный период выполняются расчеты потокораспределения мощностей в нормальном и послеаварийных режимах в час максимума нагрузки. Исходный коэффициент реактивной мощности нагрузки принимается по приведенным выше усредненным значениям. В расчетах учитываются также существующие, сооружаемые и запланированные КУ. По результатам расчетов, выявляется минимально необходимая мощность КУ, устанавливаемых на подстанциях 110 кВ и выше, обеспечивающая нормативные уровни напряжения во всех режимах. Полученная мощность соответствует требованиям технических ограничений.

2. Оптимальное значение $\text{tg } \varphi$ на шинах 6—10 кВ рассматриваемой подстанции 110 кВ принимается по рис. 5.15—5.18 (см. с. 190—197), для чего следует предварительно определить:

удаленность рассматриваемой подстанции 110 кВ от центра питания (ЦП) 220—330 кВ l ;

удаленность ЦП от электростанции или подстанции 500—750 кВ L ; загрузку головного участка ВЛ 110 кВ, к которой присоединена подстанция.

3. При радиальной схеме сети определение показателей по удаленности и нагрузке не требует специальных пояснений. Для замкнутой сети рекомендуется принимать значения l и L в соответствии с потокораспределением мощностей в нормальном режиме. При этом, если в ЦП установлены КУ, они условно приравниваются к ВЛ 220—330 кВ протяженностью $l = 0$. Для ЦП, получающих мощность по нескольким ВЛ 220—330 кВ, эквивалентную удаленность от источника питания рекомендуется определять как среднеарифметическое значение длин питающих ВЛ 220—330 кВ (включая ветвь КУ с $L = 0$), по каждой из которых к рассматриваемому ЦП притекает не менее 30 % суммарной реактивной нагрузки ЦП.

Для подстанции 110 кВ, находящейся в точке потокоораздела реактивных мощностей, оптимальное значение $\text{tg } \varphi$ определяется отдельно для каждой питающей ВЛ, а затем находится его общее значение для нагрузки подстанции в целом.

При распределении суммарной мощности намеченных к установке компенсирующих устройств между сетями 110 (150) кВ и сетями более высоких напряжений следует стремиться к тому, чтобы коэффициент мощности потоков, отходящих от шин вторичного напряжения подстанций 220 кВ и выше, составлял примерно 0,95. В системах с большой плотностью нагрузки и короткими линиями 110 (150) кВ, допускающими прохождение значительных потоков реактивной мощности без больших перепадов напряжений, могут оказаться целесообразными отказ от установки компенсирующих устройств в сетях 110 (150) кВ и сосредоточение их в центрах питания (подстанции 220 кВ и выше).

Внутри сети данного напряжения размещение компенсирующих устройств для эффективного повышения напряжения и снижения потерь производится в точках, наиболее удаленных от генерирующих источников (в качестве первого приближения — точки с наиболее низкими уровнями токов $K3$).

На подстанциях 500 кВ и выше с учетом возможности значительных ежесуточных изменений загрузки сетей сверхвысокого напряжения и связанных с этим изменений баланса реактивной мощности, а также необходимости потребления в ряде режимов избыточной реактивной

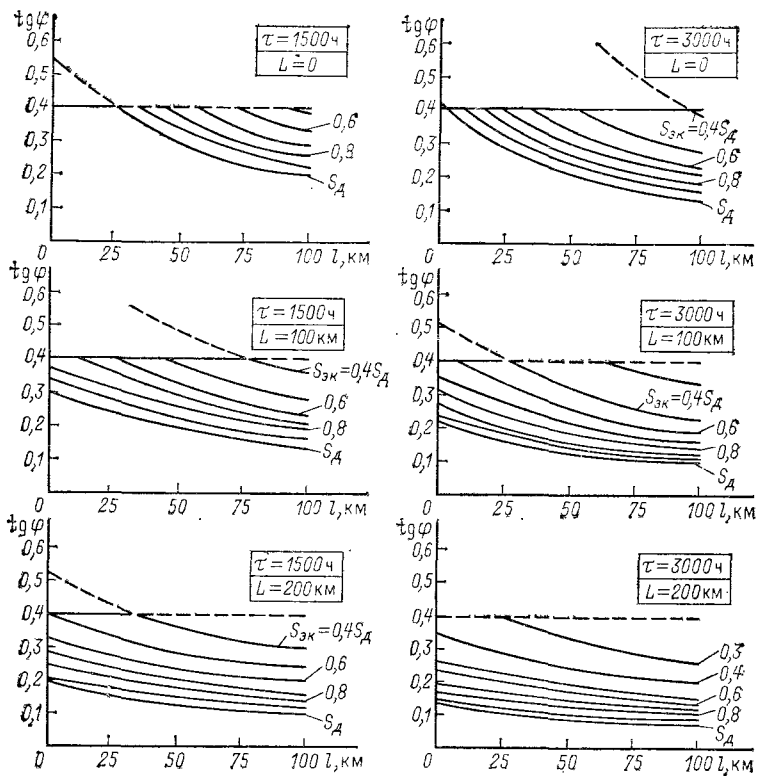


Рис. 5.15

мощности в качестве компенсирующих устройств устанавливаются, как правило, синхронные компенсаторы (см. табл. 6.28) или статические тиристорные компенсаторы (см. табл. 6.29).

На подстанциях 110—330 кВ, как правило, устанавливаются батареи конденсаторов (см. табл. 6.30).

При выполнении расчетов установившихся режимов рекомендуется руководствоваться следующим:

в питающих пунктах сети наибольшие расчетные напряжения при отсутствии более точных данных следует принимать ниже максимальных рабочих по ГОСТ (см. табл. 4.1): на 1% для сетей 500 и 750 кВ и на 2,5% для сетей 330 кВ и ниже;

на шинах подстанций в режиме максимума нагрузки рекомендуются такие уровни напряжения, при которых на вторичной стороне трансформаторов с учетом использования РПН напряжение не будет ниже 1,05 номинального, а в послеаварийных режимах — номинального;

в режиме минимума нагрузки напряжение на шинах высшего напряжения подстанций 35—220 кВ, как правило, не должно превышать более чем на 5% номинальное напряжение сети, более высокое напряжение на стороне ВН трансформаторов допускается при условии, что на шинах 6—10 кВ не будет превышено номинальное;

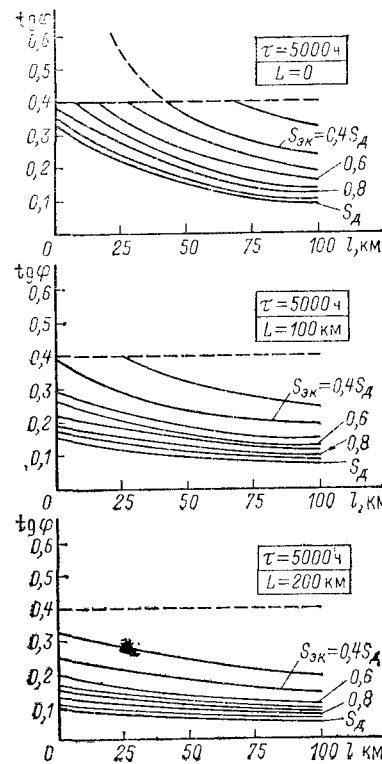


Рис. 5.15. Обобщенные расчетные кривые для определения оптимального коэффициента мощности $\text{tg } \varphi$ для ОЭС европейской части СССР:

τ — время наибольших потерь; L — удаление ЦП (220—330 кВ) от источников питания 500—750 кВ; l — удаление подстанции 110 кВ от ЦП. Параметр кривых $S_{\text{II}}/S_{\text{д}}$, где $S_{\text{д}}$ — допускаемая по нагреву передаваемая мощность, МВ·А; S_{II} — нагрузка годового участка ВЛ, МВ·А

в расчетах распределительных сетей напряжение на шинах СН и НН центров питания при отсутствии исходных данных рекомендуется принимать равным: для режима максимальных нагрузок 1,05 номинального, а для режима минимальных нагрузок — номинальному напряжению сети. Необходимо учитывать имеющиеся возможности регулирования напряжения: генераторами электростанций в пределах $\pm 5\%$ номинального; трансформаторами и автотрансформаторами в пределах их диапазона регулирования; изменением реактивной мощности, вырабатываемой генераторами и синхронными компенсаторами, включая перевод их в режим потребления реактивной мощности; включением (отключением) шунтовых реакторов и батарей конденсаторов, синхронных и статических компенсаторов.

5.7. ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчеты токов КЗ выполняются для определения требований к новой коммутационной аппаратуре для объектов рассматриваемой сети, проверки соответствия установленной аппаратуры ожидаемым токам КЗ и выбора необходимых мероприятий по ограничению токов КЗ, определения количественных показателей уровней токов КЗ по сравнимым вариантам развития сети для учета при их технико-экономическом сопоставлении.

При проектировании энергосистем расчеты токов КЗ проводятся для режимов трехфазного и однофазного КЗ.

Уровень токов КЗ в узле сети характеризуется следующими показателями:

действующим значением периодической составляющей тока в начальный момент трехфазного КЗ (сверхпереходным током I'') в наиболее неблагоприятных условиях работы энергосистемы;

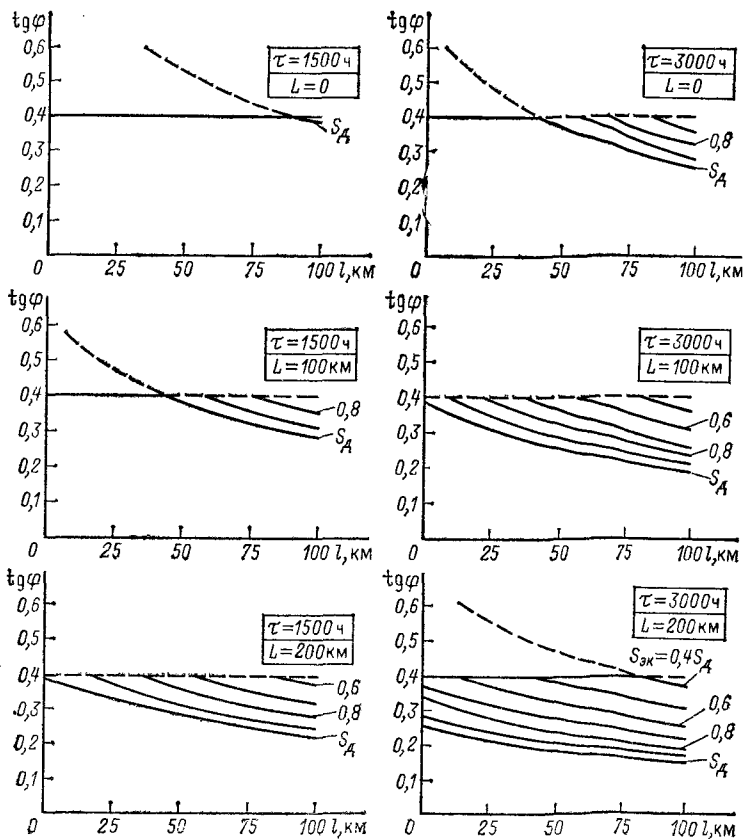


Рис. 5.16. То же, что на рис. 5.15, для ОЭС Сибири

относительным содержанием аperiodической составляющей в суммарном токе КЗ; скоростью восстановления напряжения (СВН) на контактах выключателя после отключения КЗ; соотношением токов трехфазного и однофазного КЗ; распределением суммарного значения КЗ в данном узле по примыкающим к нему ветвям схемы. Ранее в качестве характеристики уровня токов КЗ использовалось также условное понятие мощности КЗ (фактически напряжение в точке КЗ равно нулю):

$$S_{КЗ} = \sqrt{3} U_{нб} I'' \quad (5.81)$$

где $U_{нб}$ — наибольшее рабочее напряжение данной ступени напряжения.

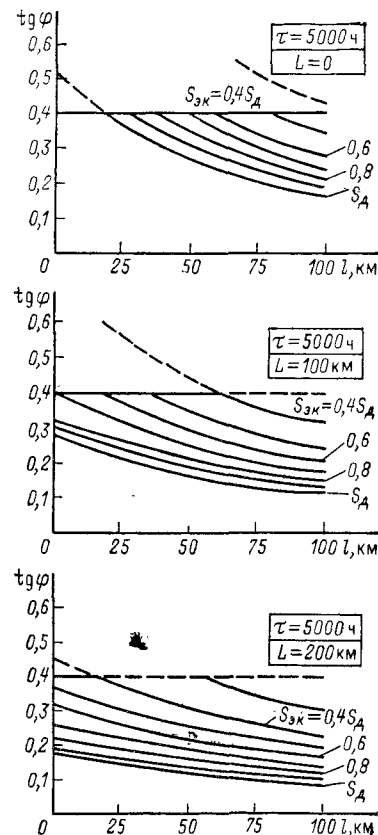


Рис. 5.16. Продолжение

В расчетах токов КЗ необходимо исходить из следующих условий:

электростанции учитываются их полной установленной мощностью;

при расчете токов КЗ в сети какой-либо одной ступени напряжения все связи этого и более высоких напряжений (за исключением чисто резервных элементов и заранее известных случаев обязательного секционирования) принимаются замкнутыми. Сети более низкого напряжения учитываются в тех случаях, когда они оказывают существенное влияние на ток КЗ в сети рассматриваемой ступени напряжения, т. е. при наличии в сети низкого напряжения относительно мощных электростанций и связей между узловыми подстанциями, имеющих пропускную способность, соизмеримую с пропускной способностью сети высокого напряжения;

учитываются синхронные компенсаторы (для сетей 330 кВ и выше при суммарной установленной на подстанции мощности 100 Мвар и больше); при расчете токов КЗ на шинах 6—10 кВ учитывается нагрузка со средним сверхпереходным реактивным сопротивлением $X''_H = 0,35$;

электродвижущие силы E'' всех источников питания принимаются совпадающими по фазе. Их значения учитываются в соответствии с приведенными ниже данными:

	$E''/U_{ном}$
Турбогенератор	1,08
Гидрогенератор	1,13
Синхронный компенсатор	1,20
Обобщенная нагрузка	0,85

Как правило, можно принимать одно усредненное значение ЭДС в зависимости от структуры генерирующих мощностей энергосистемы в пределах $(1,1—1,15) U_{ном}$.

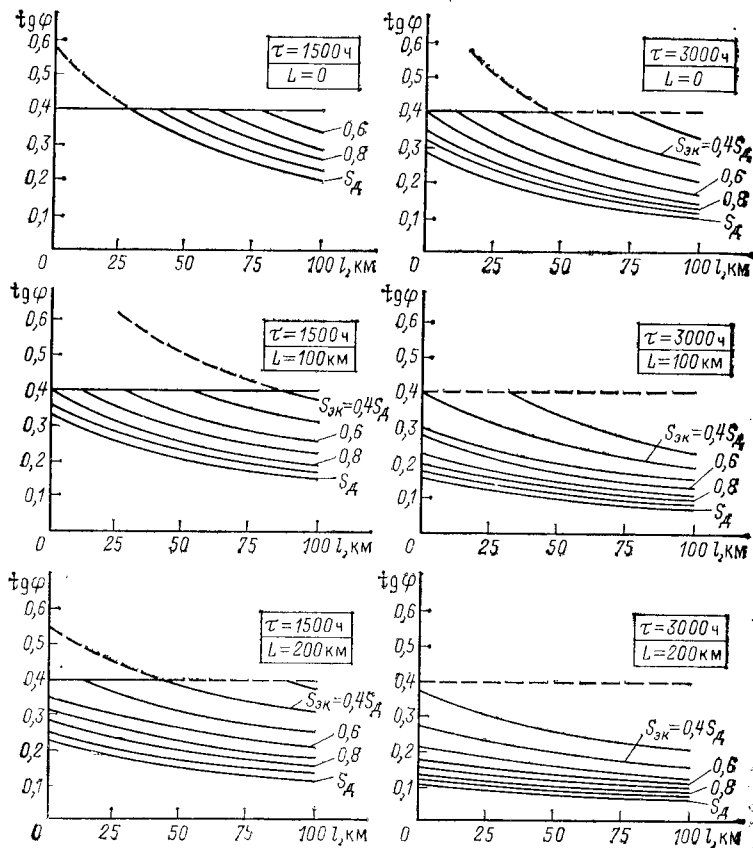


Рис. 5.17. То же, что на рис. 5.15, для ОЭС Востока

Основным параметром уровня тока КЗ является периодическая составляющая тока КЗ, определяемая как сверхпереходный ток в начальный момент:

при трехфазном КЗ

$$I'' = \frac{E''}{\sqrt{3} X_{1\Sigma}}; \quad (5.82)$$

при однофазном КЗ

$$I^{(1)} = \frac{\sqrt{3} E''}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}, \quad (5.83)$$

где E'' — результирующая ЭДС (линейное значение), кВ, $X_{1\Sigma}, X_{2\Sigma}, X_{0\Sigma}$ — суммарные сопротивления схем прямой, обратной и нулевой последовательностей, Ом.

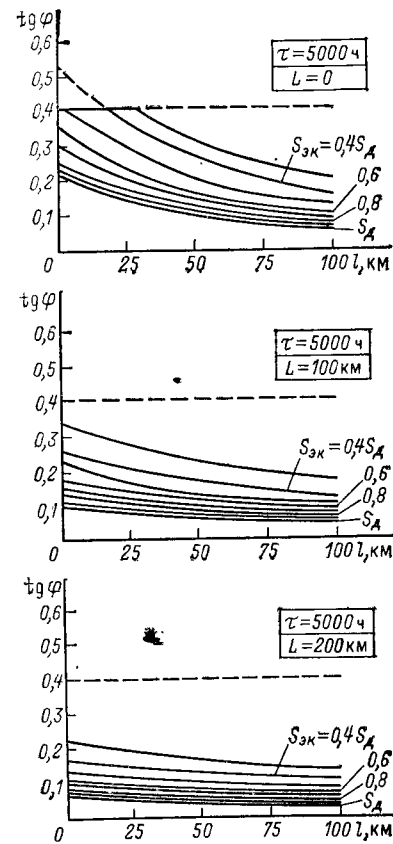


Рис. 5.17. Продолжение

тальности за счет взаимной индуктивности: для двухцепных ВЛ 110—220 кВ со стальными тросами отношение X_0/X_1 принимается равным 4,7.

При перспективном проектировании электрических сетей требуется рассмотрение КЗ во всех узлах схемы в весьма ограниченном количестве режимов. При этом достаточно вычислить токораспределение по реактивным сопротивлениям только тех элементов сети, которые прилегают к узлу с КЗ.

Расчеты токов КЗ проводятся на ЭВМ. Для расчета токов трехфазного КЗ составляется схема замещения прямой последовательности, сопротивления которой приведены к одному напряжению. Генерирующие источники, имеющие близкие значения ЭДС, объединяются. Обычно схема содержит два-три источника питания с равными ЭДС. Общий полюс всех источников присоединяется к точке КЗ.

В схеме замещения для расчетов токов КЗ все элементы представляются реактивными сопротивлениями, за исключением протяженных кабельных сетей и воздушных линий с проводами сечением менее 150 мм², где необходимо учитывать активное сопротивление. Из поперечных проводимостей необходимо учитывать емкостную проводимость воздушных линий 750 кВ и выше и протяженных кабельных линий 35 кВ и выше.

В схемах замещения прямой последовательности воздушные линии (в том числе линии с установками продольной компенсации), кабельные линии, трансформаторы, автотрансформаторы и реакторы представляются элементами их схем замещения. Синхронные машины учитываются их индуктивным сопротивлением для начального момента КЗ — так называемым сверхпереходным сопротивлением по продольной оси полюсов (см. табл. 6.1 и 6.2).

Усредненные отношения сопротивлений обратной и нулевой последовательностей к сопротивлению прямой последовательности для различных элементов системы приведены в табл. 5.1.

При наличии протяженных двухцепных линий необходимо учитывать увеличение сопротивления нулевой последовательности

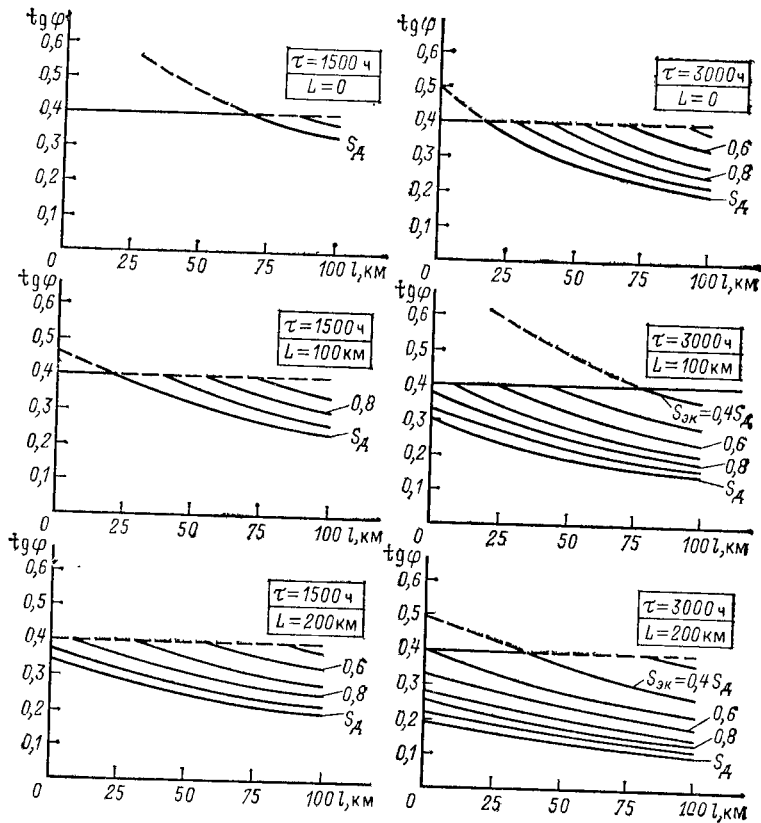


Рис. 5.18. То же, что на рис. 5.15, для ОЭС Казахстана и Средней Азии

Для определения тока однофазного КЗ аналогично составляется схема нулевой последовательности, но общий полюс всех источников питания присоединяется к точке КЗ через сопротивление, равное $2X_{1\Sigma}$ (можно считать, что $X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma}$). Сопротивление $X_{1\Sigma}$ определяется расчетом для каждой точки КЗ по известной мощности трехфазного КЗ в этих точках.

Расчеты периодической составляющей тока КЗ в узлах электрической сети проводятся, как правило, на ЭВМ по специальным программам, допускающим расчет схемы, содержащей 1000 узлов.

Проверка относительного содержания аperiodической составляющей в токе КЗ требуется только для электростанций мощностью 1000 МВт и более при условии $I'' \geq 0,67 I_{ном,0}$, где $I_{ном,0}$ — номинальный ток отключения выключателя. Проверка производится для трехфазного и однофазного КЗ.

ГОСТ на воздушные выключатели регламентирует определенное (номинальное) значение аperiodической составляющей тока КЗ в за-

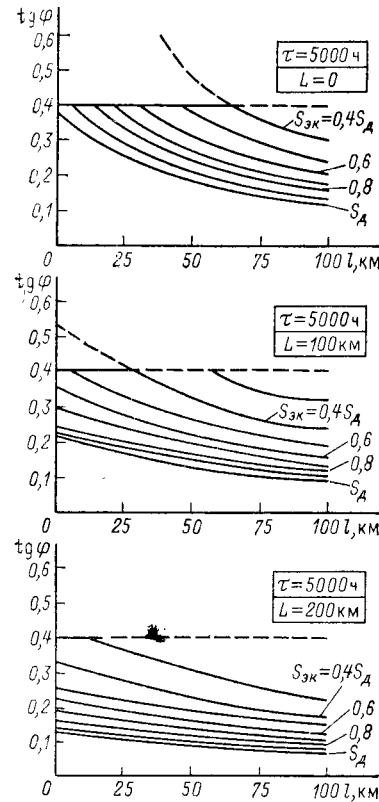


Рис. 5.18. Продолжение

Проверка по СВН не требуется, если

$$I_{ном,0} \geq 3I'' \quad (5.86)$$

Если

$$I'' \leq I_{ном,0} < 3I'' \quad (5.87)$$

то в общем случае минимальный запас по току отключения должен определяться из выражения

$$I_{ном,0} \geq \frac{v}{v_{ном}} I'' \quad (5.88)$$

где v — значение СВН при отключении тока I'' в рассматриваемой схеме сети.

висимости от времени отключения выключателем тока КЗ.

При относительном содержании аperiodической составляющей $\beta > \beta_{ном}$ (рис. 5.19) должен быть обеспечен следующий запас по периодической составляющей отключаемого тока:

$$\frac{I''}{I_{ном,0}} \leq (1 + \beta_{ном}) / (1 + \beta) \quad (5.84)$$

Значения $\beta_{ном}$ можно принимать, исходя из собственного времени отключения 0,06 с для всех типов выключателей 110—500 кВ, 0,025 с для выключателей ВНБ.

Величина β определяется по формуле

$$\beta = \exp(-r_{\Sigma} \cdot 314 t_K / x_{\Sigma}) \quad (5.85)$$

где r_{Σ} , x_{Σ} — приведенные к точке КЗ сопротивления схемы замещения.

Проверка СВН требуется только для воздушных выключателей. Номинальные значения СВН v_0 при отключении $I_{ном,0}$ приведены в табл. 6.23. Проверка отключающей способности выключателя по СВН сводится к проверке требуемого запаса $I_{ном,0}$ по отношению к I'' .

Таблица 5.1. Усредненные отношения сопротивлений обратной и нулевой последовательностей к сопротивлению прямой последовательности

Элементы сети	$\frac{X_2}{X_1}$	$\frac{X_0}{X_1}$
Одноцепные ВЛ напряжением, кВ:		
110—220 со стальным тросом	1,0	3,0
110—220 без троса	1,0	3,5
330	1,0	2,8
500	1,0	2,4
750	1,0	2,5
Кабельные линии	1,0	4,0
Турбогенераторы	1,12	0,4
Гидрогенераторы:		
с успокоительными обмотками	2,25	0,35
без успокоительных обмоток	1,67	0,26
Обобщенная нагрузка	1,0	∞

Запасы по току отключения, обусловленные повышенным содержанием аperiodической составляющей в точке отключения и повышенными значениями СВН, суммированию не подлежат.

Для расчета СВН необходимо составить схему замещения (рис. 5.20, б), соответствующую исходной схеме сети (рис. 5.20, а), для которой выполняются расчеты токов КЗ. При составлении схемы замещения для расчета СВН параметры элементов схемы замещения принимаются в соответствии со следующими рекомендациями.

Воздушные линии, присоединенные к сборным шинам, учитываются волновым сопротивлением Z_λ , определяемым следующим образом:

Количество проводов в фазе	Z_λ , Ом
1	450
2	370
3	320

Эквивалентное волновое сопротивление нескольких линий определяется по выражению

$$Z_{\text{эк}} = Z_\lambda / n, \quad (5.89)$$

где n — расчетное число ВЛ, остающихся присоединенными к сборным шинам в момент отключения КЗ.

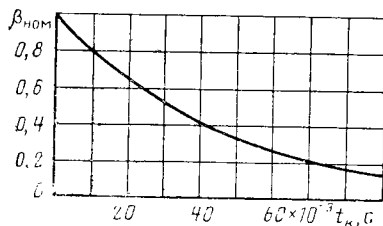


Рис. 5.19. Относительное содержание аperiodической составляющей в токе КЗ $\beta_{\text{ном}}$ в зависимости от времени КЗ t_k

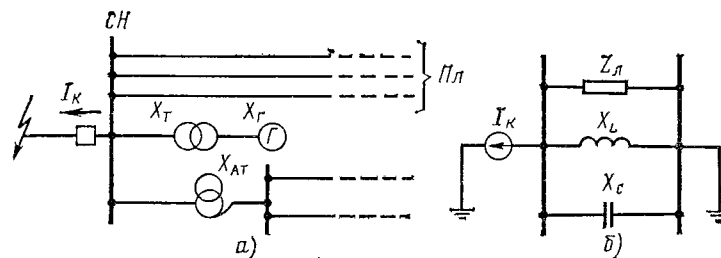


Рис. 5.20. Исходная схема (а) и схема замещения (б) для расчета СВН

Значение n следует принимать равным $n = (n_{\text{Л}} - 1)$, если $n_{\text{Л}} \leq 3$, и $n = (n_{\text{Л}} - 2)$, если $n_{\text{Л}} > 4$, где $n_{\text{Л}}$ — количество ВЛ, присоединенных к сборным шинам.

Сеть более высокого напряжения за автотрансформатором представляется системой бесконечной мощности. Сеть более низкого напряжения, как и при расчетах токов КЗ, учитывается эквивалентной индуктивностью $X_{\text{н}}$. Индуктивное сопротивление схемы замещения X_L , 1/Ом (при частоте 50 Гц), определяется по формуле

$$\frac{1}{X_L} = \frac{1}{X_{\text{АТ}}} + \frac{1}{0,8(X_{\text{Г}} + X_{\text{Т}})} + \frac{1}{X_{\text{н}}}, \quad (5.90)$$

где $X_{\text{АТ}}$, $X_{\text{Г}}$, $X_{\text{Т}}$ — индуктивные сопротивления автотрансформаторов генераторов, трансформаторов, Ом, приведенные к данной ступени напряжения. Коэффициент 0,8 учитывает различие параметров схем прямой и нулевой последовательностей.

Емкостное сопротивление схемы замещения X_C , 1/Ом, определяется по формуле

$$\frac{1}{X_C} = (4,5n_{\text{Т}} + 1,5n_{\text{Л}} + C_{\text{КЛ}}) 314 \cdot 10^{-9}, \quad (5.91)$$

где $n_{\text{Т}}$ — количество трансформаторов (автотрансформаторов); $C_{\text{КЛ}}$ — емкость кабельных линий, принимаемая равной 400 и 250 нФ/км при напряжении кабеля 110 и 220 кВ соответственно.

По значениям волнового, индуктивного и емкостного сопротивления находят параметр схемы A :

$$A = 2Z_{\text{Л}} \sqrt{\frac{1}{X_L X_C}}. \quad (5.92)$$

Значение СВН определяется по выражению

$$v = 444k_C \frac{Z_{\text{Л}}}{n} I'' \cdot 10^{-6}, \quad (5.93)$$

где k_C — коэффициент, учитывающий влияние емкости, сосредоточенной на сборных шинах и определяемый по рис. 5.21.

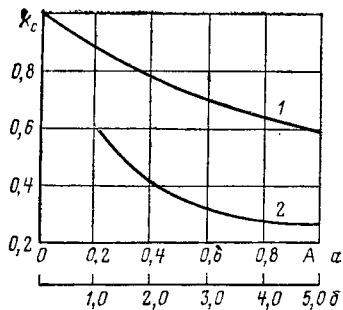


Рис. 5.21. Зависимость коэффициента k_c от параметров схемы:
1 — для шкалы a ; 2 — для шкалы b

При расчете СВН для однофазного КЗ вместо I'' подставляется соответствующее значение тока однофазного КЗ.

Расчеты уровня токов КЗ (периодической составляющей) выполняются при проектировании энергосистем на перспективу 10 лет с оценкой на перспективу 15 лет для узловых пунктов основной сети.

Учитывая опыт развития энергосистем и характеристики выключателей на современном этапе, при проектировании необходимо стремиться к тому, чтобы уровень токов КЗ не превышал следующих значений: в сетях 110—150 кВ — 31,5 кА; 220—330 кВ — 40 кА; 500—750 кВ — 63 кА.

Более высокие уровни токов КЗ, полученные по расчету на отдельных объектах, требуют специального рассмотрения и могут допускаться лишь при наличии соответствующих технико-экономических обоснований.

Приведение в соответствие отключающей способности выключателей и растущего уровня токов КЗ может осуществляться двумя путями: усилением существующих выключателей или заменой их более мощными;

применением специальных мероприятий, ограничивающих токи КЗ. Иногда удается усилить выключатели, установленные в распределительных устройствах, при небольших объемах работ по реконструкции и существенном повышении отключающей способности (см. табл. 6.26). Это, как правило, целесообразно.

Замена существующих выключателей новыми выключателями с большей отключающей способностью требует значительных затрат и серьезной реконструкции подстанции (иногда вплоть до сооружения практически нового распределительного устройства). Поэтому такое решение должно приниматься только после анализа всех возможных способов ограничения токов КЗ.

Для ограничения токов КЗ на шинах 6—10 кВ электростанций и подстанций широкое применение находят токоограничивающие реакторы и трансформаторы с увеличенным реактивным сопротивлением за счет взаимного расположения обмоток в трехобмоточных трансформаторах, расщепления обмоток и конструктивных изменений, приводящих к повышению u_k .

В сетях 35 кВ и выше для ограничения токов КЗ применяются три способа: секционирование сети, специальное построение схемы сети при ее развитии (присоединение генераторов на более высокое напряжение, устранение коротких связей, непосредственно соединяющих наиболее мощные узлы, и пр.) и установка устройств, обеспечивающих автоматическое опережающее деление сети (или отключение присоединений, даю-

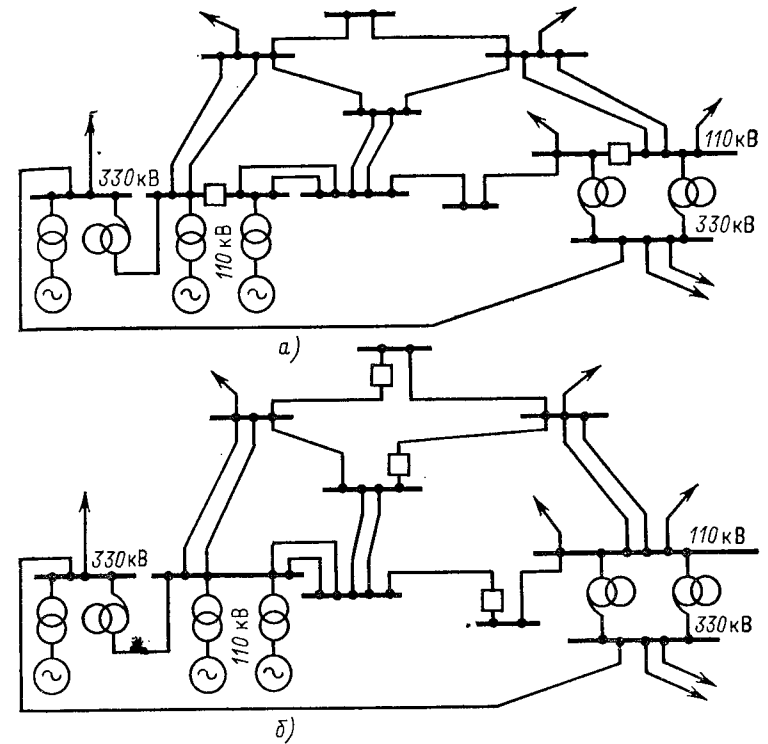


Рис. 5.22. Примеры продольного (а) и поперечного (б) секционирования сети для снижения уровня токов КЗ (выключатели показаны только в местах секционирования)

щих наибольшую подпитку точки КЗ) до работы выключателя на поврежденном присоединении.

Секционирование сети может быть осуществлено двумя основными способами:

делением шин станций или подстанций с сохранением связи между образующимися секциями через шины других подстанций того же напряжения или через сеть более высокого напряжения (рис. 5.22, а);

отключением отдельных линий, непосредственно связывающих мощные узлы системы — шины электростанций и крупные подстанции (рис. 5.22, б).

Схема распределительной сети 110—220 кВ крупных городов и промышленных узлов должна предусматривать возможность раздельной работы ее участков между опорными пунктами сети более высоких напряжений. При токах КЗ 30 кА и выше такой режим должен быть основным. При изменении конфигурации и схемы сетей по условиям снижения токов КЗ должны быть соблюдены требования к пропускной способности и качеству электроснабжения в нормальных и послеаварийных режимах работы сети.

Значения токов однофазного КЗ на шинах мощных электростанций на 10—15 % больше значений токов трехфазного КЗ, а на шинах узловых подстанций напряжением 220 кВ и выше они близки к ним. Поэтому вопросы ограничения токов однофазных КЗ требуют обязательного отдельного рассмотрения, поскольку повторяемость таких КЗ в 20—30 раз выше, чем трехфазных. Для ограничения токов однофазного КЗ может применяться установка резисторов (в частности, из бетона — электротехнического бетона) или включение индуктивных сопротивлений в нейтрали трансформаторов (автотрансформаторов).

5.8. КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Сети 6—35 кВ работают, как правило, с изолированной нейтралью и относятся к сетям с малым током замыкания на землю. При полном (металлическом) замыкании на землю одной фазы такой сети напряжение поврежденной фазы относительно земли становится равным нулю, а значения напряжения неповрежденных фаз относительно земли увеличиваются до значений междуфазного напряжения, т. е. в $\sqrt{3}$ раз. Соответственно емкостные токи в неповрежденных фазах также возрастают в $\sqrt{3}$ раз:

$$I_{Ca} = I_{Cb} = \sqrt{3} I_{C0} = \sqrt{3} U_{\phi} \omega C, \quad (5.94)$$

где I_{C0} — емкостный ток фазы в нормальном режиме.

Поскольку векторы напряжений на неповрежденных фазах, а следовательно, и емкостных токов на землю этих фаз сдвинуты на 60° , ток в месте замыкания на землю поврежденной фазы равен:

$$I_C = \sqrt{3} I_{Ca} = 3 I_{C0} = 3 U_{\phi} \omega C. \quad (5.95)$$

При проектировании сетей ток I_C может приближенно определяться следующим образом:

для воздушных сетей

$$I_C = UI/350; \quad (5.96)$$

для кабельных сетей

$$I_C = UI/10, \quad (5.97)$$

где U — среднее эксплуатационное значение линейного напряжения, кВ; l — длина электрически связанной сети данного напряжения, км.

Ток I_C во много раз меньше тока междуфазных замыканий, однако при больших его значениях возникает угроза повреждения оборудования (в сетях 6—10 кВ), перехода однофазного замыкания на землю в междуфазное, а также возникновения перемежающейся дуги, вызывающей опасные перенапряжения в сетях 20—35 кВ.

С незаземленными нейтралью могут работать сети 6 кВ при $I_C < 30$ А, 10 кВ при $I_C < 20$ А, 15—20 кВ при $I_C < 15$ А, 35 кВ при $I_C < 10$ А.

При больших емкостных токах для их компенсации устанавливаются дугогасящие заземляющие реакторы (см. табл. 6.32). При полном замыкании на землю одной фазы дугогасящий реактор оказывается под фазным напряжением и через место замыкания на землю проходят токи емкостный и индуктивный, отличающиеся по фазе на 180° и вза-

мно компенсирующие друг друга. Мощность реактора выбирается по полному емкостному току замыкания на землю с учетом перспективы на 8—10 лет и округляется до ближайшего стандартного значения.

На подстанциях, трансформаторы которых работают отдельно, при емкостном токе каждой секции шин, превышающем допустимые значения, дугогасящие реакторы устанавливаются на обеих секциях. Если емкостный ток секции меньше допустимого, а суммарный ток двух секций превышает допустимый, на подстанции устанавливается один дугогасящий реактор, который выбирается по суммарному емкостному току обеих секций и присоединяется к секции с большим током.

5.9. МОЩНОСТЬ И РАЗМЕЩЕНИЕ ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ

Вследствие высоких удельных значений зарядной мощности ВЛ 220 кВ и выше суммарная зарядная мощность этих ВЛ при длине 300 км и более становится соизмеримой с ее пропускной способностью, а при 1000 км и более превышает ее. Зарядная мощность ВЛ является крупной составляющей в приходной части баланса реактивной мощности. Сток реактивной мощности ВЛ в примыкающие системы вызывает значительные повышения напряжения в самой системе и на оборудовании подстанций и изоляции линий. Повышение напряжения может достигать опасных значений в режимах передачи небольших мощностей и одностороннего включения линий. Протекание зарядной мощности по незагруженной линии вызывает повышение напряжения на самой линии: при двустороннем включении линии — от концов линии к ее середине, при одностороннем включении линии — от включенного конца к отключенному. При несимметричных КЗ или неполнофазных режимах напряжение на неповрежденных фазах повышается за счет различия параметров прямой и нулевой последовательностей.

При обосновании применения шунтирующих реакторов рассматривается их влияние на нормальные режимы работы сети, условия включения линий, защиту от внутренних перенапряжений, устойчивость работы электропередачи и ее релейную защиту.

Выбор реакторов по нормальным режимам. Для обеспечения приемлемых напряжений в режимах малых нагрузок в сетях 110—220 кВ энергосистем, примыкающих к подстанциям дальней электропередачи, и вдоль самой электропередачи необходима установка шунтирующих реакторов, компенсирующих 60—80 % зарядной мощности линий 330—750 кВ. С точки зрения снижения дополнительных потерь энергии в режиме малых нагрузок и холостого хода целесообразно равномерно распределить суммарную мощность реакторов вдоль линии. Кроме того, концентрация значительной мощности реакторов в одном или двух пунктах длинной электропередачи нежелательна, так как при разрывах передачи, а также в пусковых схемах могут оказаться длинные участки линии, емкость которых не компенсирована реакторами. Реакторы целесообразно размещать на сооружаемых подстанциях или переключательных пунктах. Сооружение специальных пунктов между подстанциями для установки реакторов экономически оправдывается только при длине линии между подстанциями более 500 км. Реакторы на промежуточных и приемных подстанциях передачи должны отключаться в режимах больших нагрузок для уменьшения потерь, улучшения условий регулирования напряжения и увеличения стока реактивной мощности в приемные системы (с целью уменьшения мощности синхронных компенсаторов). Отсутствие выключателей в цепи реакторов может привести к значительному понижению напряжения в режимах передачи больших

мощностей. Поэтому установка выключателей для реакторов, размещаемых на промежуточных подстанциях, как правило, является необходимой.

Применение неотключаемых реакторов в дальних электропередачах экономически допустимо только на отправном конце передачи, где потребляемая мощность в режиме максимальных нагрузок может покрываться за счет генераторов станции.

При решении вопроса об установке выключателя для реактора, размещаемого на электростанции, к которой подключена линия электропередачи, должны быть рассмотрены балансы реактивной мощности на станции для максимальных нагрузок в нормальных и послеаварийных режимах с учетом далекой перспективы. В этом случае, если на период нескольких лет установка выключателя не вызывается необходимостью и такая необходимость возникнет лишь в дальнейшем, достаточно предусмотреть место для установки выключателя в будущем.

Колебания напряжения в сети при включениях и отключениях реакторов не должны превышать 2—3 % и определяются по формуле, %,

$$\Delta U = \frac{Q_p}{S_K} 100, \quad (5.98)$$

где S_K — мощность КЗ в точке подключения реактора в рассматриваемом режиме.

При установке реакторов на обмотке среднего или низшего напряжения колебания напряжения будут равны, %:

$$\Delta U = \frac{Q_p}{S_K} \left(\frac{X_p}{X_p + X_T} \right)^2 100. \quad (5.99)$$

Использование для приема реактивной мощности генераторов электростанций ограничивается:

нагревом лобовых частей (допускается работа турбогенератора мощностью 200 МВт при $\cos \varphi = 1$ $P = 150$ МВт, при $\cos \varphi = 0.9$ $P = 100$ МВт и при $\cos \varphi = 0.8$ $P = 70$ МВт);

снижением возбуждения — по условиям питания собственных нужд, устойчивости генераторов относительно своих выводов или электростанции в целом относительно энергосистемы.

При большом приеме реактивной мощности генератором в случае отключения линии напряжение в сети, оставшейся подключенной к станции, вначале резко снижается ($E_d = \text{const}$), что может привести к дальнейшему отключению нагрузки или потере устойчивости.

Условия включения линии для синхронизации приемной и отправной энергосистем часто являются определяющими при выборе суммарной мощности, количества и места установки шунтирующих реакторов. При включении линии повышение напряжения в ее начале не должно превышать $1,15 U_{ном}$, а вдоль самой линии и на ее отключенном конце — $(1,15—1,2) U_{ном}$.

Напряжение на конце односторонне включенной линии при наличии на нем шунтирующего реактора будет равно:

$$U = \frac{U_H}{\cos \lambda + \frac{Z_\lambda}{X_p} \sin \lambda}, \quad (5.100)$$

где U_H — напряжение начала линии, кВ; X_p — индуктивное сопротивление шунтирующего реактора, Ом.

Реактивная мощность, стекающая с линии в систему,

$$Q_{\text{Л}} = \frac{U_H^2}{Z_{\text{ВХ}}} = E_{\text{ЭК}} \frac{Z_{\text{ВХ}}}{(Z_{\text{ВХ}} + jX_{\text{ЭК}})^2}, \quad (5.101)$$

где $E_{\text{ЭК}}$ — эквивалентная ЭДС системы, равная напряжению в точке присоединения линии до ее включения;

$$Z_{\text{ВХ}} = jZ_\lambda \frac{\sin \lambda + \frac{X_p}{Z_\lambda} \cos \lambda}{\cos \lambda - \frac{X_p}{Z_\lambda} \sin \lambda}; \quad (5.102)$$

$jX_{\text{ЭК}}$ — эквивалентное сопротивление системы относительно начала линии с учетом нагрузок, схемы сети и станций. Для практических расчетов $X_{\text{ЭК}}$ принимают равным реактивному сопротивлению, соответствующему максимальной мощности подпитки со стороны системы при КЗ в начале линии.

При включении шунтирующих реакторов в начале линии может быть достигнут тот же эффект, что и при включении реакторов в конце линии, если увеличить мощность реактора по соотношению

$$Q_{p,н} = Q_{p,к} (1 + Z_\lambda \operatorname{tg} \lambda / X_{\text{ЭК}}). \quad (5.103)$$

Включение шунтирующих реакторов на стороне СН или НН вместо ВН также связано с увеличением их мощности. С расчетной точки зрения реактор на стороне СН или НН равноценен реактору на стороне ВН с индуктивным сопротивлением, увеличенным на $X_{\text{ВС}}$ или $X_{\text{ВН}}$ автотрансформатора.

Кроме повышения напряжения на стороне ВН и включаемой линии следует рассматривать влияние режима включения линии на напряжение со стороны СН, дополнительное повышение которого должно быть не более 10 %. Проверяется также допустимый прием реактивной мощности генераторами наиболее близких электростанций.

Расстановка и способ присоединения реакторов по условиям защиты от внутренних перенапряжений. На выбор места установки, напряжения и способа присоединения реакторов большое влияние оказывают перенапряжения, возникающие при коммутации линии. Данные аналитических и экспериментальных исследований на модели показывают высокую эффективность шунтирующих реакторов для снижения перенапряжений в дальних электропередачах в переходных и в особенности в установившихся режимах. Снижение установившихся перенапряжений до приемлемых для разрядников значений может быть обеспечено достаточно быстрым включением соответствующего количества реакторов.

Механическое включение реакторов от режимной автоматики широко применяется для снижения длительных повышений напряжений и набросов реактивной мощности на примыкающие к ВЛ системы при аварийных и случайных отключениях линии. В этом случае оно осуществляется с выдержкой времени 3—5 с.

Собственное время включения современных выключателей ВЛ составляет 0,2—0,3 с. Поэтому даже при мгновенном действии автоматики включение реактора с точки зрения ограничения коммутационных перенапряжений или облегчения условий работы разрядников произойдет слишком поздно, так как максимум перенапряжений наступает уже

через 0,01—0,03 с, а разрядник рассчитывается на прохождение сопровождающего тока (без гашения дуги) в течение примерно 0,04 с. В связи с этим целесообразно применять для ограничения внутренних перенапряжений присоединение реактора через искровой промежуток. На выключателях ВВН-500 оно выполняется включением искрового промежутка параллельно отделителю выключателя. При отключенном положении выключателя его главные контакты замкнуты, контакты отделителя разомкнуты. При появлении перенапряжений искровой промежуток пробивается и реактор практически мгновенно присоединяется к линии. От появления тока в одной из фаз реактора срабатывает автоматика, которая включает выключатель.

Длина искрового промежутка выбирается в пределах 1200—1600 мм. Меньшее значение применяется при установке реактора в промежуточной точке передачи, большее — при его установке на конце линии.

Как показали исследования электропередач с промежуточными подстанциями, в некоторых случаях такой принцип может быть распространен и на реакторы, установленные на стороне 35—110 кВ промежуточных и даже в отдельных случаях концевых подстанций. Перенапряжения на первичной стороне автотрансформаторов достигают на промежуточных подстанциях $(2,0—2,5)U_{\phi}$, на концевых $(1,3—2,0)U_{\phi}$, а на вторичной стороне $(1,6—2,1)U_{\phi}$ и $(1,1—1,6)U_{\phi}$ соответственно. Этих перенапряжений вполне достаточно, чтобы обеспечить пробой искрового промежутка, особенно если снизить его среднее пробивное напряжение до $(1,5—1,2)U_{\phi}$ за счет применения стабилизированных искровых промежутков.

Влияние реакторов на релейную защиту и устойчивость. Реакторы оказывают существенное влияние на релейную защиту и устойчивость электропередач 330—500 кВ. При наличии реактора на линии во время бестоковой паузы трехфазного АПВ или БАПВ заряд неповрежденных фаз линии стекает через реактор, причем процесс имеет медленно затухающий колебательный характер с частотой, близкой к промышленной. Это может вызвать ложную работу дифференциально-фазной защиты, что требует в ряде случаев ее блокировки на время бестоковой паузы и снижает надежность защиты линии, а в некоторых случаях и устойчивость.

При наличии реактора на линии неповрежденные фазы не успевают полностью разрядиться, что может повысить перенапряжения при повторном включении на 5—10 % при ТАПВ и на 20—30 % при БАПВ. Для исключения этих нежелательных последствий применяется (при наличии на реакторе устройств искрового подключения) отключение реактора от выходных реле ближайшего полукомплекта защиты — дифференциально-фазной защиты с задержкой 0,05—0,1 с. Задержка предназначена для перекрытия возможного разброса времени отключения выключателей по концам линии. После отключения реактора трансформаторы напряжения примерно за 0,1—0,15 с полностью разряжают линию (аперриодически).

Подключение реакторов к передаче снижает статическую и динамическую устойчивость системы в режимах максимальной нагрузки. Снижение примерно равно снижению напряжения, обусловленному включением реактора. Например, в передачах 500 кВ установка неотключаемого реактора 500 кВ в промежуточной точке снижает пропускную способность по устойчивости на 25—50 МВт. Поэтому использование неотключаемых реакторов допустимо только в отдельных случаях — при установке их у мощной станции, где колебания напряжения при их включении незначительны.

5.10. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ И РАСЧЕТНЫЕ РЕЖИМЫ ДЛЯ ПРОВЕРКИ СТАТИЧЕСКОЙ И ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Устойчивость режима энергосистемы — это способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму работы после различного рода возмущений. Зона значений параметров режима энергосистемы, в которой устойчивость ее при данном возмущении обеспечена, называется областью устойчивости энергосистемы.

По характеру возмущений различают статическую и динамическую устойчивость.

Статическая устойчивость энергосистемы — это способность возвращаться к установившемуся режиму после малых его возмущений. Под малым возмущением понимается такое, при котором изменения параметров несоизмеримо малы по сравнению со значениями этих параметров.

Максимальная мощность, которую можно передать по линиям электропередачи при ее медленном увеличении, называется пределом пере-

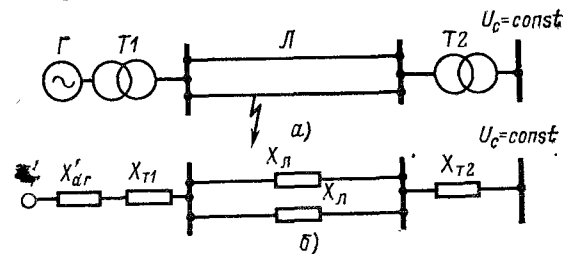


Рис. 5.23. Схема электропередачи (а) и ее схема замещения (б)

даваемой мощности по условию статической устойчивости. Предельное наименьшее значение напряжения в узле энергосистемы по условиям статической устойчивости узла нагрузки называется критическим напряжением.

Для ВЛ, связывающей электростанцию с системой несоизмеримо большей мощности (рис. 5.23), мощность, передаваемая в систему, определяется по формуле

$$P = \frac{E_G U_c}{X_{рез}} \sin \delta, \quad (5.104)$$

где E_G — ЭДС генератора; U_c — напряжение на шинах приемной системы; δ — угол между векторами E_G и U_c ; $X_{рез} = X_c + X_T + 0,5X_{Л} + X_{с,эк}$ ($X_{с,эк}$ — эквивалентное сопротивление приемной системы; $X_{рез}$ — результирующее сопротивление электропередачи).

Предел статической устойчивости по условию параллельной работы этой станции с энергосистемой определяется по формуле

$$P_{пред} = \frac{E_G U_c}{X_{рез}}. \quad (5.105)$$

При передаче по линиям мощности, близкой к предельной, возникает опасность перехода в неустойчивую область и нарушения устойчивости параллельной работы. Поэтому для нагруженных контролируемых связей устанавливается наибольшая допустимая мощность $P_{\text{доп}}$, которая меньше $P_{\text{пред}}$ и определяется по формуле

$$P_{\text{доп}} = \frac{P_{\text{пред}} - \Delta P}{1 + k_{\text{зап}}}, \quad (5.106)$$

где $k_{\text{зап}}$ — коэффициент запаса статической устойчивости; ΔP — регулируемые колебания потока мощности.

Коэффициент запаса по активной мощности определяется как

$$k_P = \frac{P_{\text{пред}} - P - \Delta P}{P}, \quad (5.107)$$

где P — переток в исходном режиме.

Коэффициент запаса по напряжению

$$k_U = \frac{U - U_{\text{кр}}}{U}, \quad (5.108)$$

где U — напряжение в узле нагрузки в исходном режиме; $U_{\text{кр}}$ — критическое напряжение в том же узле, соответствующее границе, ниже которой начинаются нарушения статической устойчивости двигателей; принимается не менее $0,7 U_{\text{ном}}$ и $0,75 U_{\text{ном}}$, где $U_{\text{ном}}$ — напряжение в рассматриваемом узле в нормальном режиме.

Нерегулируемые колебания потоков мощности ΔP по межсистемным связям связаны с динамическим характером процесса производства и потребления электроэнергии, и значение их устанавливается по данным измерений (для изолированно работающих энергосистем организуются опытные включения на параллельную работу). Эти колебания вызываются в основном колебаниями баланса мощности в меньшей из связываемых энергосистем и могут определяться по отклонениям частоты в ней (при ее изолированной работе) как

$$\Delta P = k_c \frac{\Delta f}{f_0} P_{\Sigma}, \quad (5.109)$$

где k_c — результирующая крутизна статической характеристики энергосистемы; $\frac{\Delta f}{f_0}$ — относительное отклонение частоты; P_{Σ} — суммарная нагрузка энергосистемы.

При отсутствии измерений и данных об отклонениях частоты колебания потоков мощности по межсистемным линиям можно определять как

$$\Delta P = k \sqrt{P}, \quad (5.110)$$

где P — нагрузка меньшей системы, МВт; k — коэффициент, принимаемый равным 1,5 при ручном регулировании мощности и 0,75 при автоматическом.

Для энергосистем мощностью менее 2 тыс. МВт ΔP можно принимать равным 2% мощности меньшей энергосистемы при автоматическом регулировании. Для более точного учета колебаний потоков в

(5.110) вместо нагрузки меньшей системы следует подставлять среднее геометрическое суммарных нагрузок связываемых энергосистем

$$\frac{P_1 P_2}{P_1 + P_2}.$$

Для современных энергосистем, характеризующихся сложной конфигурацией сети и большим количеством связей между отдельными узлами (в общем случае разных номинальных напряжений), предел статической устойчивости по отдельным линиям недостаточно характеризует пропускную способность сети в целом. Поэтому для сложной сети характеристикой пропускной способности является предел статической устойчивости по сечению или по «группе связей» (т. е. по всем линиям, связывающим две части системы в рассматриваемом сечении), определяемый как сумма потоков мощности по линиям, составляющим эту группу, в предельном по статической устойчивости режиме. Предел передаваемой мощности по сечению всегда меньше суммы пределов по отдельным линиям (определяемых для каждой линии в предположении, что остальные связи разомкнуты).

В расчетах устойчивости различают нормальные и ремонтные схемы, отличающиеся от нормальных отключением одного или нескольких элементов сети.

Перетоки в сечениях схемы, исходя из требований устойчивости, подразделяют на нормальные, утяжеленные и вынужденные.

При проектировании энергосистем утяжеленным считается переток, характеризующийся неблагоприятным сочетанием ремонтов основного оборудования электростанций и сетей при общей длительности существования не более 10% времени в год.

Вынужденные перетоки допускаются только в эксплуатации для предотвращения или уменьшения ограничений потребителей, потери гидроресурсов, при необходимости строгой экономии отдельных видов энергоресурсов, а также в режимах минимума нагрузки при невозможности уменьшения перетока из-за недостаточной маневренности АЭС. Расчетные возмущения разбиты на три группы.

I — отключение любого элемента или однофазное КЗ в сети напряжением 500 кВ (для схемы связи АЭС с энергосистемой — 750 кВ) и ниже, однофазное КЗ с успешным ОАПВ на линии напряжением выше 500 кВ, отключение одного генератора, блока генераторов (кроме единичных, наиболее мощных) или возникновение аварийных небалансов такой же мощности из-за отключения нагрузки;

II — отключение любого элемента или однофазное КЗ с неуспешным ОАПВ в сети напряжением выше 500 кВ, многофазные КЗ на линиях любого напряжения, отключение наиболее крупного генератора или блока генераторов;

III — одновременное отключение двух цепей или двух линий, идущих по одной трассе более чем на половине длины; возмущения I и II групп с отключением элемента сети или генератора (блока генераторов), которые вследствие ремонта одного из выключателей приводят к отключению еще одного элемента сети, подключенного к этому же распределительному устройству; однофазное КЗ на любом напряжении при отказе одного из выключателей и действия УРОВ; отключение секции шин с потерей до 50% мощности электростанции.

Нормированные для проектирования энергосистем коэффициенты запаса устойчивости даны в табл. 5.2.

В вынужденных режимах коэффициенты запаса должны быть не меньше: по активной мощности — 0,08, по напряжению — 0,10; устойчивость при расчетных возмущениях может не обеспечиваться.

Таблица 5.2. Коэффициенты запаса устойчивости

Тип перетока	Минимальные коэффициенты запаса		Расчетные группы возмущений	
	по активной мощности	по напряжению	в нормальной схеме	в ремонтной схеме
Нормальный	0,2	0,15	I, II, III	I, II
Утяжеленный	0,2	0,15	I, II	I

В схемах замещения для расчетов статической устойчивости линий трансформаторы, автотрансформаторы, реакторы, батареи конденсаторов представляются так же, как и для расчетов потокораспределения. Генераторы представляются своими продольным X_d , поперечным X_q и переходным X'_d реактивными сопротивлениями:

$$X = \frac{X\%}{100} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (5.11)$$

где $X\%$ — значения X_d , X_q и X'_d в процентах.

Нагрузки учитываются в соответствии с их статическими характеристиками заданием этих характеристик аналитическими выражениями при расчетах на ЭВМ.

Предел статической устойчивости для линий или «группы связей» зависит от конкретного режима рассматриваемой системы — нагрузки, состава включенного оборудования, загрузки соседних участков и т. п. Основным расчетным режимом для определения пропускной способности сети по условиям статической устойчивости является режим максимальных нагрузок. Кроме того, может возникнуть необходимость в определении предела устойчивости и для других режимов, характеризующихся максимальной загрузкой исследуемых связей, например для режима дневного снижения (существенное влияние на предел устойчивости оказывает остановка пиковых электростанций), режима минимальных нагрузок, режима паводка и др.

Для нахождения предела статической устойчивости используется метод последовательного утяжеления исходного режима (приводящего к увеличению загрузки исследуемых связей) с проверкой для утяжеленного режима критерия устойчивости. Утяжеление осуществляется в соответствии с реальными ожидаемыми режимами работы энергосистемы:

перераспределением нагрузки между генерирующими узлами; снижением напряжения в заданных узлах сети.

Перераспределение мощности при наличии большого количества генерирующих узлов осуществляется в первую очередь станциям, наиболее близко расположенными к исследуемому сечению, до полного их использования в технически допустимых пределах с последующим вовлечением все более удаленных станций. Определение предела устойчивости вручную практически возможно для простейших схем станция — шины мощной системы и станция — станция по (5.105).

Расчет статической устойчивости на модели сводится к последовательной установке ряда режимов, различающихся значениями какого-

либо параметра (угла сдвига фазы ЭДС станций, нагрузки и т. п.). Предельный объем схемы определяется количеством элементов модели. Время расчета предела статической устойчивости для одного сечения в схеме, содержащей 15 электростанций, составляет 10—15 ч.

Программы расчета утяжеляемых режимов предусмотрены в вышеупомянутых комплексах. Кроме того, имеются комплексы программ, специально разработанные для расчетов статической устойчивости: СДО-5 (300 узлов, 150 генераторов), КОНУС, СТАКОН-3 (900 узлов). В них предусмотрены вычисление критерия статической устойчивости для каждого рассматриваемого режима, а также расчеты серий режимов по заданным траекториям утяжеления с учетом заданных ограничений на параметры режимов.

Для повышения пропускной способности по условию статической устойчивости могут применяться следующие группы мероприятий:

1. Совершенствование конструкции фазы с целью улучшения электрических параметров линии, в первую очередь — снижение удельного реактивного сопротивления линии и увеличение ее натуральной мощности за счет увеличения числа проводов в фазе.

2. Компенсация параметров линии для сокращения ее электрической длины и прежде всего последовательное включение в линию батарей конденсаторов для компенсации реактивного сопротивления линии (установок продольной компенсации — УПК). В СССР применение УПК ограничено всего тремя случаями: ВЛ 500 кВ Куйбышев — Москва, Братск — Иркутск и ВЛ 400 кВ Молдавская ГРЭС — Добруджа. При небольших длинах ВЛ, неравномерных режимах их работы, наличии развитых шунтирующих связей большой пропускной способности применение УПК нецелесообразно.

3. Установка дополнительных синхронных компенсаторов (СК) на приемных и промежуточных подстанциях при загрузке ВЛ выше натуральной мощности обеспечивает повышение пропускной способности на 0,5—1,0 МВт на каждый 1 Мвар мощности СК. Ограничивающие условия применения СК — трудность и высокая стоимость обеспечения технического водоснабжения вращающихся машин на подстанциях.

4. Применение управляемых реакторов (с управлением реактора путем подмагничивания магнитопровода или установки тиристорных ключей) и статических компенсаторов реактивной мощности, включающих в себя реактор, батарею статических конденсаторов и тиристорный ключ для безынерционного управления выдаваемой или потребляемой реактивной мощностью.

5. Применение быстродействующей автоматики управления режимом энергосистемы в целом и отдельных ее элементов и прежде всего АРВ сильного действия синхронных машин.

Динамической устойчивостью энергосистемы называют ее способность возвращаться к установившемуся режиму после значительных нарушений без перехода в асинхронный режим. Под значительным понимается такое нарушение режима, при котором изменения параметров режима соизмеримы со значениями этих параметров (КЗ, отключение нагрузки, генераторов или электропередач и т. д.).

Различают два вида динамической устойчивости: синхронную и результирующую.

При синхронной динамической устойчивости энергосистем роторы синхронных машин совершают затухающие колебания; напряжения в узлах нагрузки восстанавливаются до исходных нормальных значений или близких к ним.

При результирующей динамической устойчивости имеет место кратковременный асинхронный режим синхронных машин с последующей

ресинхронизацией. После ресинхронизации напряжение на нагрузках восстанавливается до допустимых значений.

Для расчетов динамической устойчивости все элементы схемы представляются такими же схемами замещения, как и в расчетах статической устойчивости. Суммарное взаимное реактивное сопротивление электропередачи (см. рис. 5.23) равно:

для нормального режима

$$X_K = X_{рез}; \quad (5.112)$$

для аварийного режима

$$X_{ав} = X_{рез} + \frac{(X_{д,г} + X_{тл})(0,5X_{Л} + X_{СЭК})}{X_K}; \quad (5.113)$$

для послеаварийного режима

$$X_{п,а} = X'_{д,г} + X_{тл} + X_{Л} + X_{СЭК}; \quad (5.114)$$

где X_K — эквивалентное реактивное сопротивление ветви КЗ; $X_K = 0$ при трехфазном КЗ.

При двухфазном замыкании на землю

$$X_K = \frac{X_2 X_0}{X_2 + X_0};$$

при двухфазном КЗ

$$X_K = X_2;$$

при однофазном КЗ

$$X_K = X_2 + X_0.$$

Реактивные сопротивления X_2 и X_0 представляют собой эквивалентные сопротивления соответственно обратной и нулевой последовательностей системы, приведенные к точке КЗ.

При более детальных исследованиях динамической устойчивости, связанных с анализом эффективности системы возбуждения, выбором параметров генераторов и т. п., учитывается наличие успокоительных контуров и др.

В расчетах динамической устойчивости, выполняемых при проектировании перспективных схем развития электрических сетей, учет электромашинных систем возбуждения синхронных машин производится упрощенно (например, путем поддержания неизменной ЭДС за переходной реактивностью или ее продольной составляющей). При наличии в системе генераторов, оборудованных тиристорной системой возбуждения и регуляторами возбуждения сильного действия, необходимо учитывать характеристики регулирования возбуждения генераторов.

В расчетах динамической устойчивости генераторы характеризуются также постоянной инерции T_J , которая определяет постоянную инерционно равна промежутку времени, необходимому для изменения частоты вращения вала агрегата от нуля до синхронной при постоянном вращающем моменте, равном единице, и определяется по формуле

$$T_J = (2,74GD^2n^2/P_{ном}) \cdot 10^{-6}, \quad (5.115)$$

где GD — момент инерции агрегата, т·м²; n — частота вращения, об/мин (см. табл. 6.1, 6.2); $P_{ном}$ — номинальная мощность генератора, МВ·А.

При исследовании динамической устойчивости энергосистемы в первых полциклах качаний синхронных машин вращающий момент турбины принимается неизменным. При анализе переходного процесса в энергосистеме при дальнейших колебаниях роторов синхронных машин необходимо учитывать изменение момента турбины в соответствии с характеристиками регулирования частоты вращения вала.

Нагрузки в расчетах динамической устойчивости на стадии проектирования перспективных схем развития электрических сетей допускается замещать постоянным шунтом проводимости. Если в узлах нагрузки при качаниях в энергосистеме существенно снижается напряжение, то при расчетах для выбора параметров электропередачи, требований

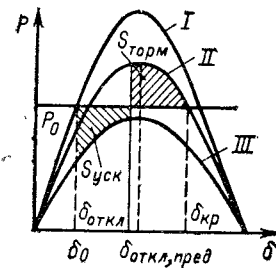


Рис. 5.24. Угловые характеристики при изменениях режима:

I — нормальный режим; II — послеаварийный режим; III — аварийный режим

к релейной защите и системной автоматике следует учитывать регулирующие эффекты нагрузок по напряжению и эквивалентировать их динамические характеристики.

Наиболее тяжелой аварией с точки зрения динамической устойчивости является трехфазное КЗ. Далее в порядке облегчения идут двухфазное замыкание на землю, двухфазное КЗ без земли и однофазное КЗ. Наиболее опасными являются КЗ вблизи крупных станций или центров нагрузок с синхронными и асинхронными двигателями.

При анализе динамической устойчивости в простых схемах могут быть использованы методы площадей и метод последовательных интервалов.

Расчет методом площадей позволяет исследовать характер относительного движения и определить размах колебаний ротора при отклонении его от положения равновесия. Этот метод позволяет определить предельный угол $\delta_{откл,пр}$ отклонения ротора от исходного положения, при котором должен быть отключен аварийный участок электропередачи (рис. 5.24). Значения этого угла находятся из условия равенства площадей ускорения $S_{уск}$ и торможения $S_{торм}$:

$$\cos \delta_{откл,пр} = \frac{P_0(\delta_{кр} - \delta_0) + P_{max II} \cos \delta_{кр} - P_{max III} \cos \delta_0}{P_{max II} - P_{max III}}, \quad (5.116)$$

где $P_{max II}$ и $P_{max III}$ — наибольшие значения электрических мощностей, определенные соответственно по характеристикам послеаварийного и аварийного режимов, МВт; $\delta_{кр}$ — критический угол, рад.

В частном случае при трехфазном КЗ в начале линии электропередачи, когда $P_r = 0$, метод площадей позволяет найти наибольшее допустимое время отключения аварийного участка, с:

$$t_{пред} = \sqrt{\frac{2T_J(\delta_{откл,пр} - \delta_0)}{1800P_0}}. \quad (5.117)$$

В этом уравнении и далее t , T_J выражены в секундах; δ — в градусах; мощность P'_0 — в относительных единицах ($P'_0 = \frac{P_0}{S_6}$, где P_0 — в мегаваттах; S_6 — в мегавольт-амперах).

Постоянная инерции приведена к базовой мощности:

$$T_J = T_{J\text{ном}} \frac{S_{\text{ном}}}{S_6}$$

По методу последовательных интервалов, применяемому в простейшем виде¹, весь переходный процесс изменения угла во времени разбивается на интервалы Δt , в течение которых принимается неизменным ΔP и производится интегрирование уравнения движения.

Выражения для приращения угла имеют вид

$$\begin{aligned} \Delta\delta_1 &= k \cdot 0,5 \Delta P_0; \\ \Delta\delta_2 &= \Delta\delta_1 + k \Delta P_1; \\ &\dots \dots \dots \\ \Delta\delta_n &= \Delta\delta_{n-1} + \Delta P_{n-1}, \end{aligned}$$

при этом $k = \frac{18000}{T_J} \Delta t^2$, где Δt — время, с; T_J — постоянная инерции, с;

$\Delta\delta$ — приращение угла, град.

По приращениям угла во времени строится зависимость $\delta = f(t)$. Интервалы Δt выбираются равными 0,02—0,1 с. Если на каком-то интервале n режим изменяется скачком и соответственно резко меняется избыток мощности от значения ΔP_{n-1} до $\Delta P'_n$, то приращение угла на интервале n равно:

$$\Delta\delta_n = \Delta\delta_{n-1} + 0,5 k (\Delta P_{n-1} + \Delta P'_n). \quad (5.118)$$

Для расчетов динамической устойчивости применяются модели электрических систем переменного тока, электродинамические модели, аналоговые вычислительные машины и ЭВМ. В практике проектирования энергосистем наибольшее распространение для расчетов динамической устойчивости получили ЭВМ.

На моделях переменного тока могут быть воспроизведены переходные процессы достаточно сложной энергосистемы, содержащей 12—16 генераторных станций и 24—32 нагрузочных узлов. В расчетах на моделях переменного тока можно учитывать регулирование возбуждения генераторов и динамические характеристики нагрузки. Расчет переходного процесса длительностью 1,2—1,5 с при максимальном использовании возможностей модели занимает 13—15 ч. Имеются автоматизированные модели переменного тока, на которых переходный процесс решается в масштабе времени 100 : 1, т. е. при указанной выше длительности реального процесса непосредственно на решение требуется 120—150 с.

Для расчетов динамической устойчивости на ЭВМ применяются комплексы программ «Мустанг» (300 узлов), АКУПУ (300 узлов), УДАР-3, ЧАСТОТА-3 (500 узлов), КУ (300 узлов). Количество эквивалентных генераторов и нагрузок, представляемых динамическими ха-

¹ Применяются более точные методы численного интегрирования, предусматривающие поправки для устранения погрешностей (метод Рунге—Кутты и др.).

рактеристиками, — 150—200. Программы позволяют выполнять выбор средств противоаварийного управления и рассчитывать длительные электромеханические переходные процессы, сопровождающиеся асинхронным ходом.

В расчетах учитывают различные средства противоаварийной автоматики. Нагрузки могут учитываться динамическими характеристиками.

Повышение динамической устойчивости энергосистемы в заданном режиме может быть достигнуто следующими мероприятиями:

- увеличением скорости отключения КЗ;
- применением быстродействующего АПВ; форсировкой устройств продольной и поперечной компенсации;
- отключением реакторов;
- электрическим торможением генераторов путем включения на короткое время нагрузочного резистора;
- разгрузкой тепловых турбин с последующим полным или частичным восстановлением мощности;
- отключением turbo- и гидрогенераторов в избыточном районе;
- отключением нагрузки в дефицитном районе;
- одновременным отключением нагрузки и генераторов по обе стороны от межсистемной связи для ее разгрузки с сохранением режима остальных элементов системы;
- делением сети в заранее выбранных точках с обеспечением благоприятного баланса мощности в отделившихся частях.

5.11. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА

Разнообразие схем электрических сетей, для которых проводятся расчеты режимов, и задач расчета приводит к соответствующему многообразию операций с результатами расчета, выполняемых специалистом-технологом, для которого этот расчет выполнен. Очень редко удается сформулировать задачу расчета таким образом, чтобы результаты его давали однозначный ответ, например потери мощности в заданном режиме составляют 683 МВт, предел устойчивости по сечению II составляет 4800 МВт и т. п. Как правило, результатами расчета режимов проектируемых схем электрических сетей современных энергосистем являются крупные массивы информации, требующие специальной обработки до представления специалисту и трудоемкой работы при их анализе. Так, например, результаты расчета установившегося режима схемы из 250 узлов и 300 ветвей состоят более чем из 6000 показателей (исходная информация для такого расчета состоит из 4000—5000 показателей). Дополнительный анализ требуется и в упомянутом выше простейшем случае с однозначным ответом: значение предела устойчивости по сечению следует сопроводить распределением потоков мощности в предельном режиме по линиям, образующим сечение, указать способ перераспределения мощностей и т. д.

Ниже рассматриваются наиболее типичные операции, выполняемые в процессе анализа результатов практически всех видов расчетов.

Сравнение результатов расчета с критериальными значениями. Для многих параметров, получаемых в результате расчетов режимов, можно заранее указать некоторые технические, экономические или логические пределы. Их значения могут устанавливаться на основе различного рода нормативов, технико-экономических исследований, опыта эксплуатации и проектирования, ранее выполненных аналогичных расчетов и, наконец, на основе интуиции и умозаключений специалиста.

Примеры таких значений параметра режима: в расчетах установившихся режимов — допустимая передаваемая по линии мощность по условиям нагрева проводов, номинальная мощность трансформаторов, наивысшее рабочее напряжение, экономическая плотность тока, средняя загрузка линий из предыдущего расчета и др.; в расчетах токов трехфазного КЗ — отключающая способность наиболее мощного из установленных выключателей; в расчетах токов однофазного КЗ — ток трехфазного КЗ; в расчетах устойчивости — пропускная способность по нагреву проводов, предел устойчивости по сечению при перераспределении мощности между наиболее близкими электростанциями и др. Элементы сети, параметры которых выходят за критические значения, подлежат более детальному рассмотрению.

Определение обобщенных показателей режима сети в целом. Для повышения эффективности анализа больших массивов информации, представляемых специалисту в результате проведенных расчетов режимов, необходимо обеспечить оптимальное сочетание множества детальных количественных показателей с малым числом интегральных качественных и количественных характеристик, формирующих общую картину и позволяющих быстро оценить основные результаты расчета. К интегральным характеристикам режима сети в целом относятся:

- пределы изменения параметра;
- среднее (среднеквадратичное, средневзвешенное) значение параметра, а также отклонения от среднего значения;
- кривые распределения значения параметра по определенным интервалам, по числу элементов схемы (или распределение числа элементов по интервалам значений параметра), гистограммы;

- количество элементов (абсолютное и относительное), для которых значения рассматриваемого параметра выходят за заданные пределы.

В качестве примера применения таких показателей можно привести следующие результаты расчета уровней напряжения в сети 330 кВ: пределы изменения напряжения — 292—350 кВ; в 10 точках (7 % общего количества подстанций) напряжение ниже 300 кВ; среднее значение напряжения 325 кВ. Примеры кривых распределения (количество узлов сети с токами трехфазного КЗ, большими или равными заданному, а также протяженности линий 220—500 кВ с плотностями тока, большими или равными заданной) приведены на рис. 5.25 и 5.26.

Выявление узловых исходных данных и анализ устойчивости результатов расчета. Из общей массы исходной информации всегда можно выделить некоторые основные принятые допущения и часть цифровых показателей, которые определяют сами результаты расчета или отношение к ним специалиста, анализирующего расчет и принимающего инженерные решения. Примером определяющей исходной информации могут служить: в расчетах нормальных установившихся режимов — максимумы нагрузки энергосистем, мощности крупных электростанций, состояний основных сетевых объектов, заданные напряжения в узлах, принятый в расчете способ учета статических характеристик нагрузки, использование возможностей регулирования напряжения и др.; в расчетах токов КЗ — принятое секционирование; в расчетах устойчивости — станции, между которыми производится основное перераспределение мощностей, системы возбуждения ближайших к исследуемому сечению электростанций и т. п. Иногда оказывается достаточным привести такие данные не по всем элементам расчетной схемы, а только по тем, по которым есть сомнения или внесены значительные изменения по сравнению с ранее выполненными расчетами. Представление результатов расчетов совместно с узловыми исходными данными значительно облегчает их восприятие и анализ.

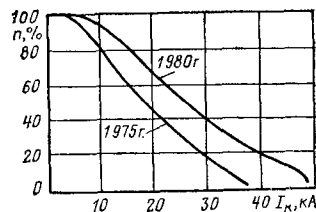
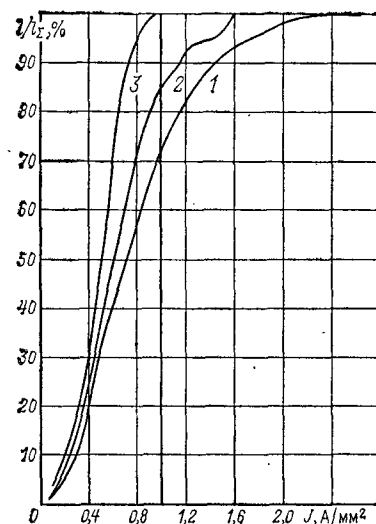


Рис. 5.25. Распределение количества узлов сети 330 кВ по токам КЗ

Рис. 5.26. Интегральная зависимость распределения длины ВЛ 220—500 кВ по плотности тока: 1 — 220 кВ; 2 — 330 кВ; 3 — 500 кВ



Результаты расчета режима сложной сети сильно зависят от большого количества принятых исходных данных, значительная часть которых для перспективных схем носит вероятностный характер или является в большей мере неопределенной. Для выявления влияния неопределенности или неточности исходной информации на принимаемые инженерные решения результаты расчета режима должны кроме прямого и однозначного ответа на поставленный вопрос дать характеристику возможных изменений этого ответа при «раскачивании» исходных данных в реальных пределах. Эта характеристика составляется на основе вариантовных расчетов.

Выбор формы и техники представления информации о результатах расчета. Основными формами представления результатов расчетов режимов являются:

- таблицы, содержащие перечень заданных объектов и один или несколько параметров рассчитанного режима. Объекты могут представляться в той же последовательности, в которой они приводились в исходных данных, а могут быть упорядочены по одному из параметров, например перечень линий может приводиться в порядке убывания загрузки, перечень подстанций — в порядке возрастания напряжения на шинах и т. п.;

- схемы сети с нанесенными на них параметрами режима. При изображении схемы необходимо стремиться к сохранению относительного расположения объектов и выделению характерных участков схемы, например сечения между энергосистемами или крупными энергорайонами, группы связей, обеспечивающих выдачу избыточной мощности крупной электростанции в систему, районов, характеризующихся высоким уровнем токов КЗ, и т. п.

По обеим формам — и в виде таблиц, и в виде схем — могут представляться результаты расчета как по сети в целом, так и по отдельному ее участку, если оставшаяся часть схемы не имеет непосредственного

отношения к данной задаче, а включена в расчеты лишь для учета ее влияния на параметры режима рассматриваемых объектов. Независимо от формы представления информации о результатах расчета техника ее представления может характеризоваться тремя принципиально различными уровнями:

перенос результатов расчета с машинного носителя информации на заданную форму вручную;

печать результатов на бумажной ленте сразу по заданной форме; вывод результатов на экран дисплея (электронно-лучевой трубки).

Последний способ представления результатов расчета наиболее прогрессивен, так как дает возможность быстро оценить результаты, внести изменения в исходные данные и повторить расчет, а при необходимости отпечатать его результаты в нужной форме.

5.12. УЧЕТ ВЛИЯНИЯ МОЩНЫХ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ ПРИ ВЫБОРЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Некоторые мощные электроприемники (дуговые сталеплавильные печи, синхронные двигатели) оказывают влияние на режимы питающей электрической сети. В свою очередь схема сети должна обеспечивать работу электроприемников во всех режимах. Поэтому уже на предпроектных стадиях при выборе схемы электрической сети, к которой подключаются указанные мощные электроприемники, необходимо выполнять предварительные расчеты, позволяющие оценить принципиальную пригодность рассматриваемой схемы.

В частности, при подключении к сети мощных дуговых сталеплавильных печей следует проверить соответствие колебаний напряжения в сети общего пользования требованиям ГОСТ 13109-67*. При питании от сети мощных двигателей следует проверять возможность осуществления их запуска, а также соответствие понижения напряжения в сети общего пользования в пусковых режимах нормативным требованиям.

В случае невыполнения любого из перечисленных условий и необходимости изменения схемы или установки дополнительного оборудования это должно быть учтено в расчете затрат при технико-экономическом сопоставлении вариантов схемы (см. § 8.1).

В настоящем разделе даны рекомендации по выполнению указанных предварительных расчетов, а также приведены необходимые исходные данные. Выполнение таких предварительных расчетов при разработке схемы развития электрической сети энергосистемы не исключает необходимости детальных расчетов на последующих стадиях проектирования.

Оценка влияния дуговых сталеплавильных печей на питающую электрическую сеть. Работа дуговых сталеплавильных печей (ДСП) вызывает помехи в системах электроснабжения потребителей, подключенных к общему с ДСП центру питания («общим точкам»): отклонения и колебания напряжения, несимметрия токов и напряжений, несинусоидальность формы кривой напряжения и др. Основной помехой являются колебания напряжения, которые возникают вследствие колебаний токов дуг ДСП. При этом колебания реактивной мощности печи значительно превышают колебания активной мощности.

Наиболее чувствительными к колебаниям напряжения электроприемниками являются осветительные приборы, телевизионная аппаратура, рентгеновские установки, ЭВМ, приводы бумагоделательных машин и др.

Колебания токов ДСП делятся на два вида: нерегулярные с частотой от 1 Гц и относительно нерегулярные с частотой 2—10 Гц. Размер броска тока нерегулярных колебаний с вероятностью 0,95 не превышает номинальный ток печного трансформатора. Размеры регулярных колебаний в большинстве случаев составляют не более 50% номинального тока.

В соответствии с ГОСТ 13109-67* допустимые колебания напряжения при частоте их повторения до 1 Гц составляют 1,6%, при частоте 2—10 Гц — соответственно 1,4—0,8%.

Колебания напряжения в «общей точке» при работе одиночных ДСП могут быть определены по формуле

$$\delta U \% = \frac{\alpha S_T}{S_K} 100 \leq \delta U \%_{\text{норм}}, \quad (5.119)$$

где $\alpha = \delta I / I_{\text{ном}}$ — отношение размаха колебаний тока ДСП к номинальному току печного трансформатора (для нерегулярных колебаний $\alpha = 1$, для регулярных — $\alpha = 0,5$); S_T — номинальная мощность трансформатора, МВ·А; S_K — мощность трехфазного КЗ в «общей точке», МВ·А.

С учетом требований ГОСТ 13109-67* получаем условия

$$\delta U \% = \frac{S_T}{S_K} 100 \% \leq 1,6 \% \text{ (для нерегулярных колебаний);}$$

$$\delta U \% = \frac{0,5 S_T}{S_K} 100 \% \leq 0,8 \% \text{ (для регулярных колебаний).}$$

Оба выражения тождественны и могут быть представлены как одно условие, при котором колебания напряжения в «общей точке», вызванные работой одиночной ДСП, не превышают допустимые по ГОСТ:

$$S_K \geq 63 S_T. \quad (5.120)$$

Для группы из n печей колебания напряжения оцениваются с учетом следующих факторов.

1. Каждый цикл плавки, продолжающийся несколько часов, состоит из трех технологических периодов (расплавления, окисления и рафинирования) и кратковременных эксплуатационных простоев.

Наибольшее влияние на сеть ДСП оказывают в период расплавления, когда имеют место неустойчивое горение дуг, КЗ электродов с шихтой, обрывы дуг при обвалах, резкие перемещения электродов. В остальные периоды ток ДСП стабилизируется. Поэтому для группы из n ДСП необходимо учитывать только m печей, одновременно работающих в режиме расплавления.

Вероятность $p_{m,n}$ совпадения периодов расплавления m печей из n совместно работающих определяется по формуле

$$p_{m,n} = C_n^m p^m q^{n-m} = \frac{n!}{m!(n-m)!} p^m q^{n-m}, \quad (5.121)$$

где C_n^m — число сочетаний из n по m ; $p = \frac{\Sigma t_p}{T}$ — отношение суммарной длительности периодов расплавления Σt_p к общей длительности рассматриваемого времени работы печи T .

Из (5.121) необходимо определить наибольшее значение m , при котором $p_{m,n} \geq 0,05$.

Для групп с количеством ДСП не более шести расчетные значения m , при которых вероятности $p_{m,n} \geq 0,05$ (для среднего $p=0,35$), приведены ниже:

n	2	3	4	5	6
m	2	2	3	3	4

Для других значений p и n m определяются непосредственно по (5.121).

2. В группе m печей, одновременно работающих в режиме расплавления, броски токов отдельных ДСП во времени, как правило, не совпадают.

В общем случае для m печей

$$\delta U \% = \frac{100\alpha \sqrt{\sum_{i=1}^m S_{Ti}}}{S_R} \leq \delta U \%_{\text{норм}}. \quad (5.122)$$

Отсюда условие выполнения требований ГОСТ 13109-67* (при $\alpha=1$ и $\delta U \%_{\text{норм}} \leq 1,6 \%$):

$$S_R \geq 63 \sqrt{\sum_{i=1}^m S_{Ti}^2}. \quad (5.123)$$

В случае однотипных печей

$$S_R \geq 63 S_T \sqrt{m}. \quad (5.124)$$

Пример 5.1. На одиночной ДСП-100 устанавливается печной трансформатор мощностью 80 МВ·А. Определить минимально допустимую мощность КЗ в «общей точке».

По (5.120) определяем

$$S_R \geq 63 \cdot 80 \approx 5000 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Пример 5.2. То же, что и в примере 1, для шести совместно работающих печей.

По таблице или (5.121) определяем: при $n=6$ $m=4$. По (5.124) получаем

$$S_R \geq 63 \cdot 80 \sqrt{4} \approx 10000 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Если мощность КЗ в «общей точке» недостаточна, необходимо при выборе схемы электроснабжения предусмотреть мероприятия по повышению мощности КЗ или снижению влияния ДСП на качество электроэнергии в сети.

Повышение мощности КЗ в «общей точке» может быть достигнуто путем применения следующих мероприятий:

1) перенос узла подключения ДСП в точку, расположенную электрически ближе к энергисточникам (питание через отдельные трансформаторы от РУ более высокого напряжения, применение глубоких вводов и др.);

2) уменьшение индуктивного сопротивления питающих линий, продольная компенсация на ВЛ, соединяющих «общую точку» с источниками;

3) включение на параллельную работу питающих линий и трансформаторов.

Таблица 5.3. Формулы для расчета показателей пуска синхронных двигателей

Наименование	Обозначение и расчетная формула
<i>Исходные данные</i>	
Номинальная мощность двигателя, МВт	$P_{\text{ном}}$ см. табл. 5.5 и 6.36
То же полная, МВ·А	$W_{\text{ном}}$ см. табл. 5.5 и 6.36
Номинальная частота вращения, мин ⁻¹	n_0 см. табл. 5.5 и 6.36
Номинальный момент двигателя, Н·м	$M_{\text{ном}} = \frac{9,56 \cdot 10^6 P_{\text{ном}}}{n_0}$
Базовая мощность, МВ·А	$W_6 = W_{\text{ном}}$
Реактивное сопротивление запускаемого двигателя, отн. ед. (X — измеряется в Омах)	$X_d = f(s)$ см. табл. 6.38; s — скольжение двигателя
Реактивное сопротивление системы, отн. ед.	$X_c = \frac{W_6}{W_R}$; W_R — мощность КЗ на шинах ВН
Реактивное сопротивление трансформатора, отн. ед.	$X_T = X \frac{W_6}{U_{\text{ВН}}^2} = \frac{U_R \% W_6}{100 W_T}$
Реактивное сопротивление реактора, отн. ед. (X — измеряется в Омах)	$X_P = X \frac{W_6}{U_{\text{ном}}^2}$
Асинхронный момент двигателя (при номинальном напряжении), отн. ед.	$m_a = f(s)$ — см. табл. 6.38
Момент сопротивления механизма, отн. ед.	$m_c = f(s)$ — см. табл. 5.5
	Приближенно при отсутствии заводской характеристики:
	$m_c = m_{c,s=1} + (m_{c,\text{ном}} - m_{c,s=1}) \times (1-S)^p$, где $m_{c,s=1} = \frac{M_{c,s=i}}{M_{\text{ном}}}$ — начальный момент сопротивления при трогании; $m_{c,\text{ном}} = \frac{M_{c,\text{ном}}}{M_{\text{ном}}}$ — номинальный момент сопротивления механизма (коэффициент загрузки электродвигателя); s — скольжение; $p=2$ — для центробежных насосов и нагнетателей без противодавления; $p=3$ — то же с противодавлением

Наименование	Обозначение и расчетная формула
двигателя	GD_D^2 см. табл. 6.37
механизма	GD_M^2 см. табл. 5.5
агрегата	$GD^2 = GD_D^2 + GD_M^2$
<i>Расчет и проверка показателей пуска</i>	
Остаточное напряжение на шинах 10(6) кВ, отн. ед.	
Проверка: $u_{ш} \geq 0,75$	$u_{ш} = \frac{1,04(X_p + X_d)}{X_c + X_T + X_p + X_d}$
Остаточное напряжение на выводах двигателя, отн. ед.	$u_d = \frac{1,04 X_d}{X_c + X_T + X_p + X_d}$
Пусковой момент двигателя при остаточном напряжении u_d , отн. ед.	$m_{п} = m_a u_d^2$
Динамический момент, отн. ед.	$m_d = m_{п} - m_c$
Проверка: $m_d \geq 0,1 m_c$ (для $s=1$ и $s=0,05$)	
Время разгона агрегата до подсинхронной скорости, с	$t_n = \frac{GD^2 n_0}{38,2 M_{ном}} \times \sum_{i=1}^i \frac{s_{нач} i - s_{кон} i}{m_d i c_p}$
Проверка: $t_n \leq t_{дон}$	$t_{дон}(u_d)$ см. табл. 6.37

Таблица 5.4. Пример расчета показателей пуска

Исходные данные: двигатель STD-12500-2; нагнетатель 370-18-2; мощность КЗ системы на шинах 220 кВ ПС КС $W_k = 650$ МВ·А; трансформатор 220/10 кВ; 63 МВ·А; в цепи двигателя — реактор 0,56 Ом.

Формула (обозначение)	Скольжение s						
	1,0	0,8	0,6	0,4	0,2	0,1	0,05
$P_{ном}$, МВт							12,5
W_k , МВ·А							14,2
$X_{кз}$, Ом							3000

Формула (обозначение)	Скольжение s						
	1,0	0,8	0,6	0,4	0,2	0,1	0,05
$M_{ном}$, Н·м	$\frac{9,56 \cdot 10^{-6} \cdot 12,5}{3000} = 39\ 800$						
X_d , отн. ед.	0,113	0,116	0,122	0,132	0,160	0,205	0,273
X_c , отн. ед.	$\frac{14,2}{650} = 0,0218$						
X_T , отн. ед.; $u_k = 12\%$; двигатель пускается от одной расщепленной обмотки трансформатора	$\frac{12}{100} \cdot \frac{14,2}{6,3 \cdot 0,5} = 0,054$						
X_p , отн. ед.	$0,56 \frac{14,2}{10^2} = 0,08$						
m_a , отн. ед.	2,24	2,43	2,67	2,92	3,04	2,79	2,35
m_c , отн. ед.	0,086	0,115	0,200	0,343	0,543	0,664	0,731
GD^2 , Н·м ²	1036 + 650 = 1686						
$u_{ш} = \frac{1,04(0,08 + X_d)}{0,0218 + 0,054 + 0,08 + X_d}$, отн. ед.	0,75	0,75	0,76	0,76	0,79	0,82	0,86
Проверка: $u_{ш} \geq 0,75$	—						
$u_d = \frac{1,04 X_d}{0,156 + X_d}$, отн. ед.	0,42	0,43	0,44	0,46	0,51	0,57	0,64
$m_{п} = m_a u_d^2$, отн. ед.	0,40	0,44	0,51	0,61	0,79	0,89	0,96
$m_d = m_{п} - m_c$, отн. ед.	0,31	0,33	0,31	0,27	0,25	0,23	0,23
Проверка: $\frac{m_d}{m_c} \geq 0,1$ (при $s=1,0$ и $s=0,05$)	3,6	—					0,31
$t_{п,с} = \frac{1686 \cdot 3000}{38,2 \cdot 39\ 800} \left(\frac{1,0-0,8}{0,32} + \frac{0,8-0,6}{0,32} + \frac{0,6-0,4}{0,29} + \frac{0,4-0,2}{0,26} + \frac{0,2-0,1}{0,24} + \frac{0,1-0,05}{0,23} \right) = 11,1$							
Проверка: $t_n < t_{дон} = 16,2$ (при $u_d = 0,5$)							

Таблица 5.5. Моменты инерции и моменты сопротивления механизмов

Тип механизма	Диаметр ротора D_p , мм	Момент инерции $G D_p^2$, кг·м ²	Условия пуска	Момент сопротивления m_c , отн. ед., при скольжении s							Тип электродвигателя
				1,0	0,8	0,6	0,4	0,2	0,1	0,05	
Насосы НМ-5000-210	450	13,3	С нагрузкой Без нагрузки	0,171	0,069	0,123	0,269	0,489	0,642	0,731	СТД-4000-2
				0,171	0,062	0,085	0,173	0,308	0,396	0,442	
НМ-7000-210	475/455	21,1	С нагрузкой Без нагрузки	0,180	0,061	0,135	0,292	0,480	0,683	0,781	СТД-5000-2
				0,180	0,061	0,107	0,240	0,425	0,547	0,628	
НМ-10000-210	520	28,3	С нагрузкой Без нагрузки	0,190	0,084	0,149	0,331	0,567	0,726	0,883	СТД-8000-2
				0,190	0,072	0,101	0,226	0,409	0,510	0,567	
Нагнетатели 280-12-7	—	250	С нагрузкой Без нагрузки	0,040	0,078	0,194	0,384	0,654	0,818	0,906	СТД-4000-2
				0,040	0,054	0,098	0,170	0,270	0,332	0,365	
370-18-2	—	648	С нагрузкой	0,086	0,115	0,200	0,343	0,543	0,665	0,728	СТД-12500-2

Таблица 5.6. Минимальная мощность КЗ на шинах 10 кВ, при которой возможен запуск электродвигателей

Тип двигателя	Тип механизма	Сопротивление реактора в цепи двигателя, Ом	Минимальная мощность КЗ на шинах*, МВ·А
СТД-4000-2	Нагнетатель 280-12-7	0	85
	Насос НМ-5000-210	0	85
СТД-5000-2	Насос НМ-7000-210	0,45	92
		0	112
СТД-8000-2	Насос НМ-10000-210	0,56	124
		0	168
СТД-12500-2	Нагнетатель 370-18-2	0,56	200
		0	200

* При данной или большей мощности КЗ возможен запуск двигателя с механизмом под нагрузкой; при пуске напряжение на шинах не будет ниже 75 % номинального. При мощности КЗ ниже приведенной следует выполнить расчет для проверки условий пуска по табл. 5.3.

Уменьшение влияния работы ДСП на качество электроэнергии в сети может быть достигнуто за счет следующего:

- 1) применение устройств динамической компенсации (УДК), снижающих толчки тока ДСП;
- 2) мероприятия технологического характера: а) стабилизация дуги; б) выбор рационального режима работы печи; в) внедрение графиков согласования работы групп ДСП (со сдвигом во времени циклов плавки).

Осуществление указанных мероприятий ограничивает размеры колебаний напряжения в «общей точке», при этом уменьшается α в выражениях (5.119) и (5.122), что приводит к снижению минимально допустимого значения S_n .

Проверка условий пуска мощных электрических двигателей. При пуске двигателей должны соблюдаться следующие три условия.

1. Остаточное напряжение на шинах, к которым подключены другие электроприемники,

$$U_{ш} \geq 0,75U_{ном}.$$

Понижение напряжения на шинах ПС более 25 % номинального допускается при редком (не чаще 1 раза в смену) запуске, если это не приводит к нарушению технологического процесса, обеспечиваемого другими электроприемниками, питающимися от шин этих же ПС.

2. Динамический момент $m_{дин}$ должен составлять при скольжениях $s = 1,0$ и $s = 0,05$ не менее 10 % момента сопротивления:

$$m_{дин} \geq 0,1m_c.$$

3. Время пуска $t_{п}$ не должно превышать допустимое $t_{доп}$ по условию нагрева:

$$t_{п} \leq t_{доп}.$$

Условия пуска следует проверять для ремонтной (послеаварийной) схемы, соответствующей минимальному режиму ТКЗ (например, при

двухтрансформаторной ПС считать один трансформатор отключенным). Расчет выполняется для пуска первого двигателя при остальных отключенных (пуск последующих облегчается за счет подпитки от работающих). Если при питании двигателя от одной ветви расщепленной обмотки НН трансформатора пуск не обеспечивается, допускается кратковременное на время пуска включение секционного выключателя (для параллельного соединения обеих ветвей обмотки).

В табл. 5.3 приведены формулы для расчета и проверки показателей пуска двигателей, в табл. 5.4 — пример расчета. Необходимые исходные данные (характеристики двигателей и механизмов) приведены в табл. 5.5, 6.36, 6.37 и 6.38. Для предварительной оценки возможности пуска некоторых часто применяемых сочетаний двигателей и механизмов в зависимости от мощности КЗ на шинах 6—10 кВ подстанции можно использовать данные табл. 5.6.

РАЗДЕЛ ШЕСТОЙ

ОСНОВНОЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

6.1. ГЕНЕРАТОРЫ

В зависимости от рода первичного двигателя синхронные генераторы делятся на **турбогенераторы** (с приводом от паровых или газовых турбин) и **гидрогенераторы** (с приводом от водяных турбин). На рис. 6.1 даны обозначения типов синхронных генераторов.

Данные о мощности генераторов соответствуют их номинальному режиму работы. Однако при работе в часы максимума реактивной нагрузки иногда требуется понижение $\cos \phi$ генератора. Полная мощность гидрогенератора, как правило, не зависит от $\cos \phi$ и равна номинальной, так как гидрогенераторы почти всегда приспособлены работать в режиме синхронного компенсатора (режим их работы определяется при выполнении проекта ГЭС).

Полная мощность турбогенератора зависит от $\cos \phi$ и определяется для каждого агрегата индивидуальными испытаниями. Ориентировочно эта зависимость может быть определена по рис. 6.2. Длительная работа турбогенератора в режиме синхронного компенсатора с перевозбуждением разрешается только при токе возбуждения не выше номинального. При повышении $\cos \phi$ до 1,0 длительно могут работать только генераторы с косвенным охлаждением. Возможность такой работы генераторов с непосредственным охлаждением определяется на основании тепловых испытаний. У таких генераторов, как правило, $\cos \phi \leq 0,95 \div 0,96$.

В табл. 6.1 и 6.2 приведены основные технические данные выпускаемых турбогенераторов и гидрогенераторов.

Максимально возможная реактивная нагрузка генератора при работе его в режиме синхронного компенсатора с недовозбуждением определяется на основании тепловых испытаний и может быть оценена (для агрегатов 200 и 300 МВт) по рис. 6.2.

В аварийных режимах допускается перегрузка генераторов по токам статора и ротора согласно техническим условиям. Если в ТУ соответствующие указания отсутствуют, кратковременные перегрузки по току статора принимаются по табл. 6.3. Данные по допустимой перегрузке по току ротора генераторов с непосредственным охлаждением

приведены в табл. 6.4, допустимая перегрузка генераторов с косвенным охлаждением обмоток определяется допустимой перегрузкой статора.

Моменты инерции некоторых паровых турбин имеют следующие значения:

Тип турбины	К-100-90	К-150-130	К-200-130
Момент инерции, т·м ²	18,7	28,5	35

Продолжение

Тип турбины	К-300-240	К-500-240	К-800-240
Момент инерции, т·м ²	49	73	120

Моменты инерции гидротурбин составляют примерно 10 % момента инерции присоединенных к ним гидрогенераторов.

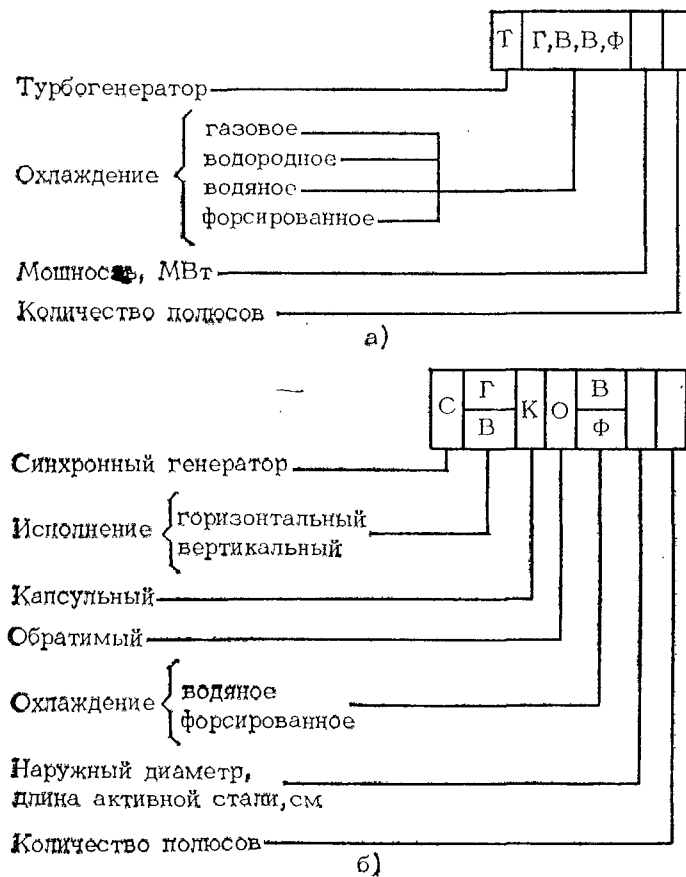


Рис. 6.1. Обозначение типов генераторов:
а — турбогенераторы; б — гидрогенераторы

Таблица 6.1. Турбогенераторы

Тип	P, МВт	cos φ	Q, Мвар	U _{ном} , кВ	КПД, %	X _d '', %
ТВФ-60-2	60	0,8	45	10,5; 6,3	98,5	19,5
ТВФ-63-2	63	0,8	47	10,5 (6,3)	98,3	13,9 (18)
ТВФ-100-2	100	0,8	75	10,5	98,4	19,1
ТВВ-160-2	160	0,85	102	18	98,5	22,1
ТГВ-200М	200	0,85	124	15,75	98,6	20,4
ТВВ-200-2а	200	0,85	124	15,75	98,6	18
ТВВ-220-2	220	0,85	137	15,75	98,6	20
ТГВ-300	300	0,85	186	20	98,7	19,5
ТВВ-320-2	320	0,85	198	20	98,7	17,3
ТГВ-500	500	0,85	310	20	98,7	24,3
ТГВ-500-4	500	0,85	310	20	98,6	26,8
ТВМ-500	500	0,85	310	36,75	98,8	27,3
ТВВ-500-2Е	500	0,85	310	20	98,75	22,2
ТВВ-800-2	800	0,9	384	24	98,75	21,9
ТВВ-1000-2	1000	0,9	475	24	98,75	26,9
ТВВ-1000-4	1000	0,9	475	24	98,7	31,8
ТВВ-1200-2	1200	0,9	570	24	98,8	24,8

Примечание. X_d' — продольное сверхпереходное реактивное сопротивление синхронное реактивное сопротивление; X_σ — реактивное сопротивление рассеивающее сопротивление нулевой последовательности.

Таблица 6.2. Гидрогенераторы

Тип	P, МВт	cos φ	Q, Мвар	U _{ном} , кВ	КПД, %	X _d '', %
Серия						
ВГС-1525/135-120	57,2	0,85	35,8	10,5	97,2	29,0
ВГС-1260/147-68	82,5	0,85	52,3	13,8	97,5	21,0
ВГС-1260/200-60	150	0,85	93,0	15,75	97,6	25,0
ВГС-930/233-30	250	0,85	157	15,75	98,25	19,0
ВГСВФ-940/235-30	300	0,85	188	15,75	98,2	—
Серия						
СВ-375/195-12	52,4	0,8	39,2	10,5	97,4	16,0
СВ-430/210-14	55	0,8	41,3	10,5	97,55	18,0
СВ-1250/170-96	55	0,8	41,3	13,8	97,3	33,0
СВ-660/165-32	57	0,8	42,7	10,5	97,5	19,0
СВ-1340/140-96	57,2	0,8	43,0	13,8	96,7	21,0
СВН (СВК, СВКС)-1340/150-96	57,2	0,8	43,0	13,8	96,88	21,0
СВ-780/137-32	63	0,85	39,4	10,5	97,95	17,0

мощностью 60 МВт и более

X _d ' %	X _d %	X _σ %	X ₂ %	X ₀ %	ОКЗ	GD ² , т·м ²	T _{d0} , с
28	161	12,1	23,8	9,2	0,64	8,85	4,9
22,4	220 (192)	12,1	22 (17)	9,2	0,537	9,7	8,7 (6,1)
(27,5)					(0,544)		
27,8	192	16,7	23,4	9,73	0,563	13	6,5
32,9	230	16,7	26,9	11,5	0,475	13	5
31,0	186,2	16,7	24,9	11,5	0,572	25	6,8
27,2	210,6	15,6	22	10	0,512	21,1	7
29	197	20	24	9	0,46	21,1	6,4
30	219,5	17	23,8	9,6	0,505	31	7
25,8	169,8	17	21,1	9	0,624	29,8	5,9
37,3	241,3	21,75	29,6	14,6	0,428	36	6,3
39,8	215,8	26,8	32,7	13	0,494	220	6,9
38	243	26,8	33	13	0,443	36,5	6,6
31,8	231	26,8	27,4	12,5	0,5	38,6	8,1
30,7	233	21,9	26,7	11,7	0,47	56	9,3
38,2	282	26,9	32,8	14,2	0,4	56	9,6
45,2	235	31,8	38,8	15,8	0,46	245	8,8
35,8	242	—	30,2	15,2	0,448	—	8,5

ни; X_d' — продольное переходное реактивное сопротивление; X_d — продольное реактивное сопротивление прямой последовательности; X₂ — реактивное сопротивление обратной последовательности; X₀ — реактивное сопротивление нулевой последовательности.

мощностью 50 МВт и более

X _d ' %	X _d %	X _σ %	X ₂ %	X ₀ %	ОКЗ	GD ² , т·м ²	Частота вращения, 1/мин	T _{d0} , с
ВГС								
34,0	66	17,5	—	11,5	1,78	73 000	50	3,81
28,0	76	14,0	—	—	1,47	37 000	88,2	5,0
35,0	102	16,0	—	—	1,10	58 000	100	8,2
19,0	147	12,4	—	—	—	—	200	—
—	—	—	—	—	—	—	200	—
СВ								
28,0	130	—	—	—	0,86	4000	—	—
28,0	114	—	19,0	—	1,01	825	428	5,45
33,0	77,0	—	—	—	—	—	—	—
29,0	104	—	20,1	—	1,12	4500	188	5,80
29,0	63,0	12,1	21,2	8,0	1,78	51 700	62,0	4,33
29,0	63,0	12,1	—	—	1,63	73 000	50	3,81
26,0	88,0	10,4	—	—	—	—	—	—

Тип	P, МВт	cos φ	Q, Мвар	η _{НОМ} КВ	КПД, %	X _d ' %
CB-640/170-24	67	0,85	41,5	13,8	97,62	20,0
CB-1160/180-72	72	0,8	54,0	13,8	24,0	31,0
CB-850/190-48	75	0,85	46,9	13,8	97,55	23,0
CB-850/190-48	72,5	0,85	45,0	16,5	97,5	23,0
CBВ-750/211-40	75	0,85	46,9	13,8	97,85	23,0
CBВ-780/190-32	77	0,85	48,2	13,8	97,66	15,0
CB-850/190-40	90	0,9	43,2	16,5	98,0	19,0
CB-850/190-40	100	0,9	48,0	13,8	98,2	26,0
CB-1500/170-96	100	0,85	62,5	13,8	97,5	21,0
CB-1225/130-56	108,5	0,85	68,0	13,8	98,29	24,0
CB-1500/200-88	115	0,9	55,2	13,8	97,62	15,0
CB-855/235-32	150	0,9	72,0	13,8	98,07	17,0
CB-1500/175-84	171	0,9	82,0	15,75	98,3	26,0
CB-1190/250-48	225	0,85	140	15,75	97,44	24,0
CB-712/227-24	260	0,85	162	15,75	98,15	28,8
CB-1100/250-36	300	0,85	187	15,75	98,4	20

Серия

CBФ-1500/130-88	128	0,8	96,0	13,8	96,3	40,0
CBФ-990/230-36	300	0,85	183	15,75	98,2	24,0
CBФ-1690/175-64	500	0,85	310	15,75	98,25	30,0
CBФ-1285/275-42	640	0,9	315	15,75	98,3	29,5

Капсульные гид

СГКВ-480/115-64	20	1,0	0	3,15	96,3	45,0
СГБК-720/140-80	45	0,98	5,0	6,3	97,0	39,0

Обратимые гид

СВО-733/130-36	33,4	0,73/0,91	35/19,0	10,5	96,9	22,0
	40	0,9	19,2	10,0	97,4	24,0
ВГДС-1005/245-40	200	0,85	124	15,75	98,4	32,0

Примечание. Условные обозначения — см. табл. 6.1.

X _d ' %	X _d %	X _σ %	X ₂ %	X _U %	ОКЗ	GD ² , т·м ²	Частота вращения, 1/мин	T _d ' с
27,0	107	—	—	—	1,03	4000	250	—
89,0	—	—	—	—	—	—	—	—
28,0	91,0	—	—	—	—	—	—	—
32,0	87,0	—	23,1	11,0	1,30	14 080	125	6,75
28,0	91,0	15,6	—	—	—	—	—	—
24,0	85,0	9,6	—	—	—	9500	188	—
27,0	87,0	—	19,8	9,1	1,52	16 000	150	6,48
37,0	97,0	17,2	26,2	12,0	1,10	16 000	180	7,6
29,0	65,0	—	21,7	8,9	1,75	88 000	620	5,02
34,0	93,0	16,0	—	—	—	—	—	—
20,0	52,0	—	14,7	5,4	2,20	133 100	68,2	5,30
28,0	100	—	16,5	5,1	1,12	18 000	187,5	—
37,0	110	—	28,0	10,0	0,97	82 000	71,5	6,5
35,0	107	16,4	24,4	13,6	1,04	57 200	125	9,5
42,0	165	17,8	27,0	10,0	0,64	8000	250	8,8
33,0	130	—	20,0	40,0	—	43 000	165,7	5,1

CBФ

57,0	175	—	40,9	12,5	0,62	110 000	68,2	3,44
37,0	134	13,6	—	—	—	—	—	—
42,0	158	—	30,7	8,4	0,67	187 000	93,8	5,10
43,0	158	—	30,5	15,0	0,66	102 000	142,8	5,10

рогенераторы

57,0	194	—	—	—	0,58	—	93,8	—
76,0	106	—	—	—	0,68	3000	75	—

рогенераторы

33,0	103	—	—	22,0	—	—	—	5,75
37,0	114	—	—	24,0	—	—	—	5,75
45,0	142	—	23	12,0	0,8	32 000	150	12,8

6.2. ТРАНСФОРМАТОРЫ

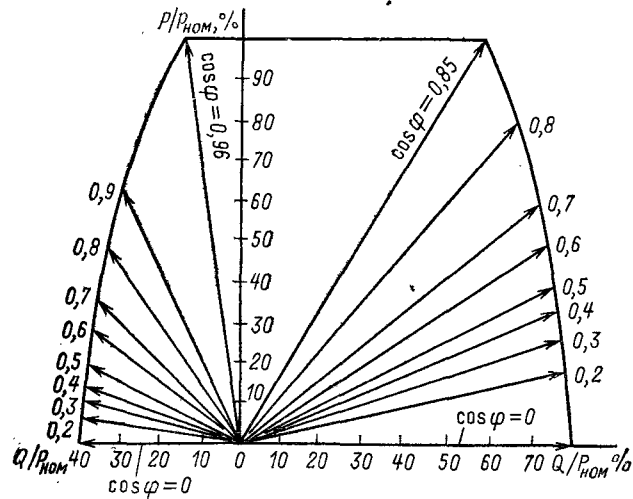


Рис. 6.2. Ориентировочная зависимость полной мощности турбогенератора от его $\cos \varphi$

Таблица 6.3. Допустимые перегрузки генераторов по току статора

Продолжительность перегрузки, мин	Кратность перегрузки турбогенераторов		
	с косвенным охлаждением обмоток (серия ТВФ)	с непосредственным охлаждением обмотки	
		водой (серии ТВВ-150—ТВВ-800, ТГВ-200М, ТГВ-500)	водородом (серии ТГВ-200, ТГВ-300)
60	1,1	1,1	—
15	1,15	1,15	—
10	—	—	1,1
6	1,2	1,2	1,15
5	1,25	1,25	—
4	1,3	1,3	1,2
3	1,4	1,35	1,25
2	1,5	1,4	1,3
1	2,0	1,5	1,5

Таблица 6.4. Допустимые перегрузки генераторов по току ротора

Продолжительность перегрузки, мин	Кратность перегрузки турбогенераторов	
	ТВФ, кроме ТВФ-120-2	ТГВ, ТВВ (до 500 МВт включительно), ТВФ-120-2
60	1,06	1,06
4	1,2	1,2
2	1,7	1,5
0,5	2	—
0,3	—	2

Силовые трансформаторы выполняются с независимыми обмотками (собственно трансформаторы) и с гальванически связанными (автотрансформаторы). Трансформаторы (автотрансформаторы) бывают двух-, трех- и многообмоточными (специального изготовления). Обозначения типов трансформаторов приведены на рис. 6.3.

В последнее время широкое распространение получили трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения. Разница между трехобмоточными трансформаторами и трансформаторами с расщепленной обмоткой заключается в следующем: у первых суммарная мощность обмоток вторичных напряжений всегда больше мощности обмотки высшего напряжения (у трансформаторов мощности всех трех обмоток равны, у автотрансформаторов мощности обмоток ВН и СН равны, а обмотка НН имеет пониженную мощность), у вторых мощности обмоток низших напряжений одинаковы и в сумме равны мощности обмотки высшего напряжения.

По исполнению трансформаторы могут быть трехфазными и однофазными. По виду охлаждающей среды различают сухие трансформаторы и масляные.

Ряды номинальных мощностей, на которые разрабатываются трансформаторы по ГОСТ 9680-77, приведены ниже, кВ·А:

10	—	16	—	25
100	—	160	—	250
1000	—	1600	—	2500
10 000	—	16 000	—	25 000
100 000	125 000	160 000	200 000	250 000
1 000 000	1 250 000	1 600 000	2 000 000	2 500 000
—	40	—	63	—
—	400	—	630	—
3200	4000	—	6300	—
32 000	40 000	—	63 000	80 000
—	400 000	500 000	630 000	800 000
3 150 000	4 000 000	5 000 000	6 300 000	8 000 000

Номинальные мощности однофазных трансформаторов, предназначенных для работы в трехфазной группе, должны составлять одну треть номинальных мощностей, указанных выше.

Классификация трансформаторов по габаритам приведена в табл. 6.5, а наиболее часто встречающиеся схемы и группы соединений обмоток — в табл. 6.6 и 6.7.

В новых трансформаторах буква Г опускается, так как все они исполняются грозоупорными. Некоторые трансформаторы 35 кВ и ниже в обозначении имеют букву А, означающую изготовление обмотки из алюминия.

Трансформаторы изготавливаются, как правило, с устройствами регулирования напряжения. Различают трансформаторы с регулированием напряжения при снятой нагрузке (переключенные ответвлений обмоток без возбуждения — ПБВ) и с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Регулировочные ответвления размещаются, как правило, у трансформаторов на стороне ВН, а у автотрансформаторов — на стороне СН или в общей части гальванически связанных обмоток (в «нуле»).

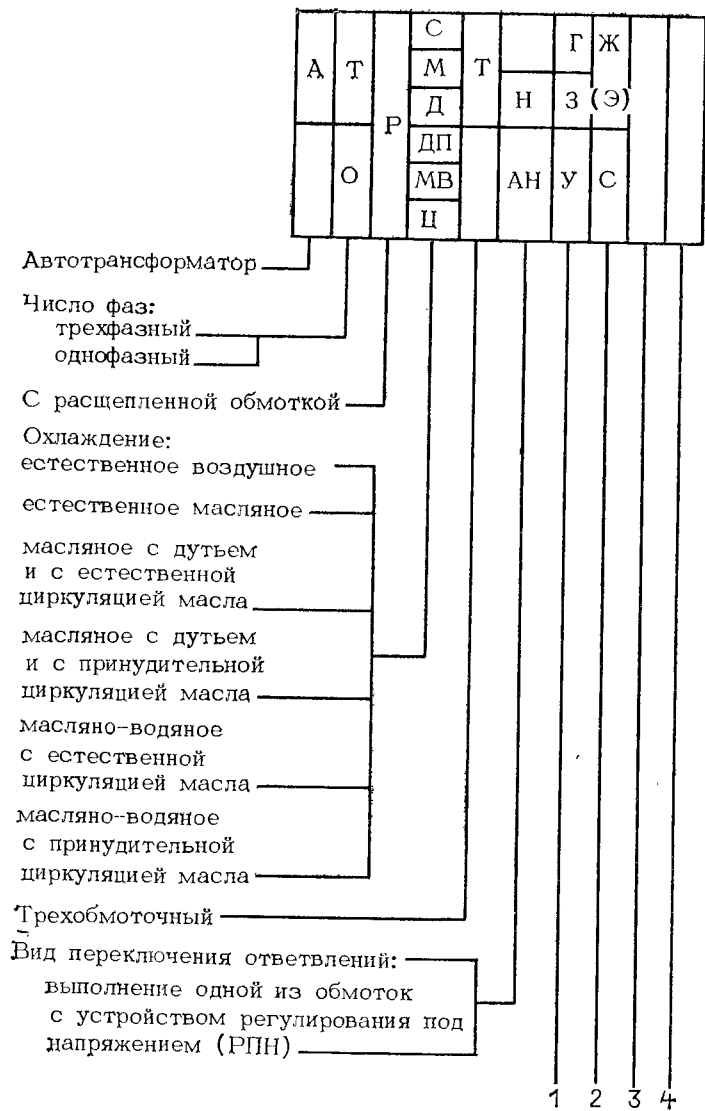


Рис. 6.3. Обозначение типов трансформаторов

Особенность исполнения:

- грозоупорное
- защищенное
- усовершенствованное
- то же с автоматическим РПН

Для электрификации железных дорог

Для собственных нужд электростанций

Номинальная мощность, кВ·А

Класс напряжения обмотки ВН
(для автотрансформаторов с обмоткой СН 110 кВ и выше – также класс напряжения обмотки СН), кВ

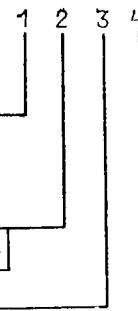


Рис. 6.3. Продолжение

Таблица 6.5. Габариты трансформаторов

Габа-рит	Груп-па	Диапазон мощностей, кВ·А	Класс напряжения, кВ	
I	1	До 20	До 35 включительно	
	2	25—100		
II	3	160—250		
	4	400—630		
	5	1000		
III	6	1600—2500		
	7	4000—6300		
IV	8	10 000—32 000		110 и 150
	9	Свыше 32 000		
V	10	До 16 000		110 и 150
	11	25 000—32 000		
VI	12	40 000—63 000		110 и 150
	13	До 63 000		220 и 330
VII	14	80 000—200 000		110 и 150
	15	80 000—200 000		220 и 330
VIII	16	Свыше 200 000		До 330 включительно
	17	Независимо от мощности		Свыше 330
	18	Для электропередач постоянного тока независимо от мощности		Независимо от на-пряжения

Примечание. Трансформаторы, имеющие мощность или напряжение, не соответствующие стандартной шкале, относятся к габариту и группе ближайшей стандартной мощности или напряжения.

Таблица 6.6. Схемы и группы соединений двухобмоточных силовых трансформаторов

Напряжение обмоток ВН и НН, кВ	Трансформаторы				с расщепленной обмоткой НН независимо от мощности	
	без расщепленной обмотки НН при мощности, МВ·А		10—16 (для СН)	10—80		независимо от мощности
	0,1—0,63	1—6,3				
35/0,4	$\lambda/\lambda_{Н-0}$	$\lambda/\lambda_{Н-0}$	—	—	—	
35/0,69	$\Delta/\lambda_{Н-11}$	$\lambda/\lambda_{Н-0}$	—	—	—	
30/6,3-11	$\lambda/\Delta-11$	$\lambda/\Delta-11$	$\lambda_{Н/\Delta-11}$ ($\lambda_{Н/\lambda-11}$)	$\lambda/\Delta-11$	$\lambda_{Н/\Delta/\Delta-11-11}$ $\Delta/\Delta/\Delta-0-0$	
110—500/НН	—	—	—	—	$\lambda_{Н/\Delta/\Delta-11-11}$	

Таблица 6.7. Схемы и группы соединений трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов (независимо от мощности)

Напряжение обмоток, кВ	Схема и группа соединений	
	Схема	группа соединений
115—230 (ВН); 38,5 (СН); 6,3; 11;	$\lambda_{Н}/\lambda_{Н/\Delta-0-11}$	
27,5 (НН)		
115—230 (ВН); 27,5 (СН); 6,3;	$\lambda_{Н/\Delta/\Delta-11-11}$	
11 (НН)		
230 и выше (ВН); 110 и выше (СН); 6—35 (НН)	λ авто/ $\Delta-0-11$	

Трансформаторы без регулирования напряжения предназначены для работы в блоке с генератором (напряжение регулируется на генераторе) или в блоке с дополнительным специальным регулировочным трансформатором (исключение составляют трансформаторы 6—20 кВ, регулирование напряжения у которых осуществляется питающей системой).

Согласно «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей» и ГОСТ 14209-69 допускается перегрузка трансформаторов.

Систематические перегрузки регламентируются следующими правилами.

При напряжении на обмотках трансформатора не выше номинального каждая обмотка допускает длительную перегрузку по току на 5 %.

Значение систематической перегрузки в суточном разрезе зависит от температуры окружающего воздуха, суточного графика нагрузки (коэффициента начальной загрузки и длительности максимума), постоянной времени трансформатора и вида его охлаждения. Предельное значение систематической перегрузки (150 %) допускается для всех трансформаторов зимой при температуре окружающего воздуха до +5 °С и длительности суточного максимума до 1 ч. При длительности максимума 2—4 ч допустимая перегрузка характеризуется следующими значениями:

Температура воздуха, °С	Зима		Лето
	До +5	+5 ÷ +15	До +15
Кратность допустимой перегрузки	1,38—1,5	1,24—1,5	1,1—1,5

На подстанциях, питающих потребителей с практически равномерным графиком нагрузки, значения допустимой перегрузки трансформаторов находятся в пределах:

Температура воздуха, °С	Зима		Лето
	+5	+5 ÷ +15	До +15
Кратность допустимой перегрузки	1,18—1,28	1,09—1,2	1,0—1,11

Более точно значение систематической перегрузки трансформаторов определяется в соответствии с ГОСТ 14209-69. Если максимальная мощность по графику нагрузки в летнее время меньше номинальной мощности трансформатора, то в зимнее время допускается дополнительная 1 %-ная перегрузка трансформатора на каждый процент недогрузки летом, но не более чем на 15 %. Допускается систематическая перегрузка трансформатора одновременно по всем трем правилам, однако не более чем на 50 %.

Таблица 6.8. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип	S _{ном} , МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{ном} обмоток, кВ		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , квар
			ВН	НН							
ТМ-100/35	0,1	±2×1,5%	35	0,4	6,5	1,9	0,5	2,6	241	796	2,9
ТМ-160/35	0,16	±2×1,5%	35	0,4; 0,69	6,5	2,6; 3,1	0,7	2,4	127; 148	498	3,8
ТМ-250/35	0,25	±2×1,5%	35	0,4; 0,69	6,5	3,7; 4,2	1,0	2,3	72; 82	318	5,7
ТМН(ТМ)-400/35	0,4	±6×1,5%	35	0,4; 0,69	6,5	7,6; 8,5	1,9	2,0	23,5; 26,2	126	12,6
ТМН(ТМ)-630/35	0,63	±6×1,5%	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	11,6; 12,2	2,7	1,5	14,9; 14,2	79,6	15
ТМН(ТМ)-1000/35	1	±6×1,5%	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	16,5; 18	3,6	1,4	7,9; 8,6	49,8	22,4
ТМН(ТМ)-1600/35	1,6	±6×1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	11,2; 12,4	49,2	17,6
ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	±6×1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	4,6; 5,1	31,9	27,5
ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	±6×1,5%	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40
ТМН(ТМ)-6300/35	6,3	±6×1,5%	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
ТД 10000/35	10	±2×2,5%	38,5	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,96	11,1	80
ТМН-10000/35	10	±9×1,3%	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТДНС-10000/35	10	±8×1,5%	36,75	6,3; 10,5	8,0	60	12,5	0,6	0,81	10,8	60
ТД-16000/35	16	±2×2,5%	38,5	6,3; 10,5	8,0	90	21	0,6	0,52	7,4	9,6
ТДНС-16000/35	16	±8×1,5%	36,75	6,3—6,3; 10,5—10,5	10	85	18	0,55	0,45	8,4	88
ТРДНС-25000/35	25	±8×1,5%	36,75	6,3—6,3; 10,5—10,5	9,5	115	25	0,5	0,25	5,1	125
ТРДНС-32000/35	32	±8×1,5%	36,75	6,3—6,3; 10,5—10,5	11,5	145	30	0,45	0,19	4,8	144
ТРДНС-40000/35	40	±8×1,5%	36,75	6,3—6,3; 10,5—10,5	11,5	170	36	0,4	0,14	3,9	160
ТРДНС-63000/35	63	±8×1,5%	36,75	6,3—6,3; 10,5—10,5	11,5	250	50	0,3	0,1	2,5	220

Примечания: 1. Регулирование напряжения осуществляется на стороне ВН путем РПН или ПБВ.
2. Трансформаторы типа ТМ, указанные в скобках, имеют ПБВ ±2×2,5% на стороне ВН.

238

Таблица 6.9. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	S _{ном} , МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{ном} обмоток, кВ		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , квар
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	±10×1,5% —8×1,5%	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110 (ТРДНФ-25000/110)	25	±9×1,78%	115	6,3/6,5; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТДНЖ-25000/110	25	±9×1,78%	115	27,5	10,5	120	30	0,7	2,5	55,5	175
ТД-40000/110	40	±2×2,5%	121	3,15; 6,3; 10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260
ТРДН-40000/110	40	±9×1,78%	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
ТРДЦН-63000/110	63	±9×1,78%	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410
ТРДЦНК-63000/110	63	±9×1,78%	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	245	59	0,6	0,8	22	378
ТДЦ-80000/110	80	±2×2,5%	121	6,3; 10,5; 13,8	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480
ТРДЦН-80000/110 (ТРДЦНК)	80	±9×1,78%	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
ТДЦ-125000/110	125	±2×2,5%	121	10,5; 13,8	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	687,5
ТРДЦН-125000/110	125	±9×1,78%	115	10,5/10,5	10,5	400	100	0,55	0,4	11,1	687,5
ТДЦ-200000/110	200	±2×2,5%	121	13,8; 15,75; 18	10,5	550	170	0,5	0,2	7,7	1000
ТДЦ-250000/110	250	±2×2,5%	121	15,75	10,5	640	200	0,5	0,15	6,1	1250
ТДЦ-400000/110	400	±2×2,5%	121	20	10,5	900	320	0,45	0,08	3,8	1800

Примечания: 1. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали, за исключением трансформаторов типа ТМН-2500/110 с РПН на стороне НН и ТД с ПБВ на стороне ВН.
2. Трансформаторы типа ТРДН могут изготавливаться также с неразщепленной обмоткой НН 38,5 кВ, трансформатор 25 МВ·А — с 27,5 кВ (для электрификации железных дорог).

239

Таблица 6.10. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	S _{НОМ} , МВ·А	Каталожные данные					
		U _{НОМ} , обмоток, кВ			u _к , %		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-16000/110*	16	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-25000/110	25	115	11; 38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5
ТДТНЖ-25000/110	25	115	38,5; 27,5	6,6; 11; 27,5	10,5(17)	17(10,5)	6
ТДТН-40000/110*	40	115	11; 22; 38,5	6,6; 11	10,5(17)	17(10,5)	6
ТДТНЖ-40000/110	40	115	27,5; 35,5	6,6; 11; 27,5	10,5(17)	17(10,5)	6
ТДТН-63000/110* (ТДЦТН)	63	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6,5
ТДТН-80000/110* (ТДЦТН, ТДЦТНК)	80	115	38,5	6,6; 11	11(17)	18,5(10,5)	7(6,5)

Продолжение табл. 6.10

Тип	Каталожные данные			Расчетные данные						
	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом			X _т , Ом			ΔQ _х , квар
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТМТН-6300/110	58	14	1,2	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	75,6
ТДТН-10000/110	76	17	1,1	5	5	5	142,2	0	82,7	110
ТДТН-16000/110*	100	23	1,0	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52	160
ТДТН-25000/110	140	31	0,7	1,5	1,5	1,5	56,9	0	35,7	175
ТДТНЖ-25000/110	140	42	0,9	1,5	1,5	1,5	57	0(33)	33(0)	225
ТДТН-40000/110*	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0(2,3)	22,3(0)	240
ТДТНЖ-40000/110	200	63	0,8	0,9	0,9	0,9	35,5	0(20,7)	20,7(0)	320
ТДТН-63000/110* (ТДЦТН)	290	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22,0	0	13,6	441
ТДТН-80000/110* (ТДЦТН, ТДЦТНК)	390	82	0,6	0,4	0,4	0,4	18,6 (21,7)	0(10,7)	11,9(0)	480

* При X_т обмотки СН, равно нулю, обмотки НН изготавливаются с U_{НОМ}, равным 6,3 или 10,5 кВ.

Примечание. Все трансформаторы имеют РПН ±9×1,78 % в нейтрали ВН, за исключением трансформатора ТДТНЖ-40000 с РПН ±8×1,5 % на ВН.

Таблица 6.11. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 150 кВ

Тип	S _{НОМ} , МВ·А	Пределы регулируе- мости	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{НОМ} обмоток, кВ		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х квар
			ВН	НН*							
ТДН-16000/150	16	±8×1,5%	158	6,6; 11	11	85	21	0,8	8,3	172	128
ТРДН-32000/150	32	±8×1,5%	158	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	145	35	0,7	3,54	82	224
ТРДН-63000/150	63	±8×1,5%	158	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	235	59	0,65	1,48	41,6	410
ТЦ-250000/150, ТДЦ-250000/150	250	—	165	10,5; 13,8; 15,75	11	640	190	0,5	0,3	12	1250

Примечание. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали ВН (трансформаторы 16-63 МВ·А) или ПБВ (трансформатор 250 МВ·А).

Таблица 6.12. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 150 кВ

Тип	S _{НОМ} , МВ·А	Пределы ре- гулирования	Каталожные данные					
			U _{НОМ} обмоток, кВ			u _к , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-16000/150	16	±8×1,5%	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТН-25000/150	25	±8×1,5%	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТНЖ-25000/150	25	±8×1,5%	158	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	18	10,5	6
ТДТН-40000/150	40	±8×1,5%	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТН-63000/150	63	±8×1,5%	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
АТДТНГ-100000/150	100	±4×2,5%	158	115	6,6	5,3	15	15

Тип	Каталожные данные					Расчетные данные						ΔQ_x , квар
	ΔP_R , кВт			P_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом			X_T , Ом			
	В-С	В-Н	С-Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-16000/150	96	—	—	25	1,0	4,7	4,7	4,7	176	0	103,5	160
ТДТН-25000/150	145	—	—	34	0,9	2,9	2,9	2,9	112,5	0	67,5	225
ТДТНЖ-25000/150	145	—	—	34	0,9	2,9	2,9	2,9	112,5	0	67,4	225
ТДТН-40000/150	185	—	—	53	0,8	1,45	1,45	1,45	70	0	42,2	320
ТДТН-63000/150	285	—	—	67	0,7	0,9	0,9	0,9	44,7	0	26,8	431
АТДТНГ-100000/150	310	235	230	75	1,5	0,54	0,2	14,2	6,6	6,6	30,9	1500

Примечания: 1. Для автотрансформатора мощность обмотки НН равна 20 % номинальной.
 2. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали ВН или (для автотрансформатора 100 МВ·А) на стороне СН.

Таблица 6.13. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		u_R , %	ΔP_R , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , квар
			ВН	НН							
ТРДН-40000/220	40	$\pm 8 \times 1,5\%$	230	11/11; 6,6/6,6	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360
ТРДЦН-63000/220	63	$\pm 8 \times 1,5\%$	230	6,6/6,6; 11/11	12	300	82	0,8	3,9	100,7	504
ТДЦ-80000/220	80	$\pm 2 \times 2,5\%$	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480
ТРДЦН-100000/220	100	$\pm 8 \times 1,5\%$	230	11/11; 38,5	12	360	115	0,7	1,9	63,5	700
ТДЦ-125000/220	125	$\pm 2 \times 2,5\%$	242	10,5; 13,8	11	380	135	0,5	1,4	51,5	625
ТРДЦН-160000/220	160	$\pm 8 \times 1,5\%$	230	11/11; 38,5	12	525	167	0,6	1,08	39,7	960
ТДЦ-200000/220	200	$\pm 2 \times 2,5\%$	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45	0,77	32,2	900
ТДЦ-250000/220	250	—	242	13,8; 15,75	11	650	240	0,45	0,6	25,7	1125
ТДЦ-400000/220	400	—	242	13,8; 15,75; 20	11	880	330	0,4	0,29	16,1	1600
ТЦ-630000/220	630	—	242	15,75; 20	12,5	1300	380	0,35	0,2	11,6	2205
ТЦ-1000000/220	1000	—	242	24	11,5	2200	480	0,35	0,2	6,7	3500

Примечания: 1. Регулирование напряжения осуществляется в нейтрали ВН.
 2. Трансформаторы с расщепленной обмоткой могут изготавливаться также с нерасщепленной обмоткой НН на 38,5 кВ.

Таблица 6.14. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные					
			$U_{ном}$ обмоток, кВ			u_R , %		
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТДТН-25000/220	25	$\pm 12 \times 1\%$	230	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5
ТДТНЖ-25000/220	25	$\pm 8 \times 1,5\%$	230	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	12,5	20	6,5
ТДТН-40000/220	40	$\pm 12 \times 1\%$	230	38,5	6,6; 11	12,5	22	9,5
ТДТНЖ-40000/220	40	$\pm 8 \times 1,5\%$	230	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	12,5	22	9,5
АТДЦТН-63000/220/110	63	$\pm 6 \times 2\%$	230	121	6,6; 11; 27,5; 38,5	11	25,7	21,9
АТДЦТН-125000/220/110 (в знаменателе — выпуск после 1985 г.)	125	$\pm 6 \times 2\%$	230	121	6,6; 11; 38,5	11	31	19
						11	45	28
АТДЦТН-200000/220/110	200	$\pm 6 \times 2\%$	230	121	6,6; 11; 15,75; 38,5	11	32	20
АТДЦТН-250000/220/110	250	$\pm 6 \times 2\%$	230	121	10,5; 38,5	11,5	33,4	20,8

Продолжение табл. 6.14

Тип	Каталожные данные					Расчетные данные						ΔQ_x , квар
	ΔP_R , кВт			ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом			X_T , Ом			
	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-25000/220	135	—	—	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300
ТДТНЖ-25000/220	135	—	—	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300
ТДТН-40000/220	220	—	—	55	1,1	3,6	3,6	3,6	165	0	125	440
ТДТНЖ-40000/220	240	—	—	66	1,1	3,9	3,9	3,9	165	0	125	440
АТДЦТН-63000/220/110	215	—	—	45	0,5	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315

Тип	Каталожные данные					Расчетные данные						$\Delta Q_{X'}$, квар
	$\Delta P_{R'}$, кВт			$\Delta P_{X'}$, кВт	$I_{X'}$, %	R_T , Ом			$X_{X'}$, Ом			
	ВН—СН	ВН—НН	СН—НН			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-125000/220/110 (в знаменателе—выпуск после 1985 г.)	290 305	—	—	85 65	0,5	0,5 0,55	0,5 0,48	1,0 3,2	48,6 59,2	0	82,5 131	625
АТДЦТН-200000/220/110	430	—	—	125	0,5	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000
АТДЦТН-250000/220/110	520	—	—	145	0,5	0,2	0,2	0,4	25,5	0	45,1	1250

Примечания: 1. Для автотрансформаторов мощность обмотки НН равна 50 % номинальной.
2. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали ВН ($\pm 8 \times 1,5\%$; $\pm 12 \times 1\%$) или на стороне СН ($\pm 6 \times 2\%$).

Таблица 6.15. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 330 кВ

Тип	$S_{НОМ}$, МВ·А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные			
			$U_{НОМ}$ обмоток, кВ		$u_{R'}$, %	$\Delta P_{R'}$, кВт	$\Delta P_{X'}$, кВт	$I_{X'}$, %	R_T , Ом	X_T , Ом	$\Delta Q_{X'}$, квар	
			ВН	НН								
ТРДНС-40000/330	40	$\pm 8 \times 1,5\%$	330	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	11	180	80	1,4	12,3	299	560	
ТРДЦН-63000/330	63	$\pm 1,5\%$	330	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	11	265	120	0,7	7,3	190	441	
ТДЦ-125000/330	125	—	347	10,5; 13,8	11	360	145	0,5	2,78	106	625	
ТДЦ-200000/330	200	—	347	13,8; 15,75; 18	11	560	220	0,45	1,68	66,2	900	
ТДЦ-250000/330	250	—	347	13,8; 15,75	11	605	240	0,45	1,2	52,9	1125	
ТЦС-400000/330	400	—	347	15,75; 20	11	810	365	0,4	0,6	33	1600	
ТДЦ-400000/330	400	—	347	15,75; 20	11	810	365	0,4	0,6	33	1600	
ТЦ-630000/330	630	—	347	15,75; 20; 24	11	1300	405	0,35	0,4	21	2205	
ТЦ-1000000/330	1000	—	347	24	11,5	2200	480	0,4	0,26	13,2	4000	
ТЦ-1250000/330	1250	—	347	24	14	2300	750	0,75	0,2	10,6	5375	

Таблица 6.16. Трехфазные и однофазные автотрансформаторы 330 кВ

Тип	$S_{НОМ}$, МВ·А	Каталожные данные								
		$U_{НОМ}$ обмоток, кВ			$u_{R'}$, %			$\Delta P_{R'}$, кВт		
		ВН	СН	НН	В—С	В—Н	С—Н	В—С	В—Н	С—Н
АТДЦТН-125000/330/110	125	330	115	6,3; 10,5; 15,75; 38,5	10	35	24	370	—	—
АТДЦТН-200000/330/110	200	330	115	6,6; 10,5; 38,5	10	34	22,5	600	—	—
АТДЦТН-250000/330/150	250	330	158	10,5; 38,5	10,5	54	42	660	490	400
АТДЦТН-240000/330/220	240	330	242	11; 38,5	7,3 9,6	70 74	60	430 560	260	250
АТДЦН-400000/330/150	400	330	—	165	—	11,3	—	—	750	—
АОДЦТН-133000/330/220	133	$330/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	10,5; 38,5	9	60,4	48,5	280	125	105

Продолжение табл. 6.16

Тип	Каталожные данные					Расчетные данные			
	$\Delta P_{X'}$, кВт	$I_{X'}$, %	R_T , Ом			$X_{X'}$, Ом			$\Delta Q_{X'}$, квар
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-125000/330/110	115	0,5	1,3	1,3	2,6	91,5	0	213,4	625
АТДЦТН-200000/330/110	180	0,5	0,8	0,8	2,0	58,5	0	126,6	1000
АТДЦТН-250000/330/150	165	0,5	1,07	0,08	4,3	49	0	186,2	1250
АТДЦТН-240000/330/220	130	0,5	0,4 0,53	0,4 0,53	7,3 7,2	39,2 59,2	0	278,4 312,1	1200
АТДЦН-400000/330/150	180	0,3	0,51	—	0,51	—	0	30,8	1200
АОДЦТН-133000/330/220	55	0,15	0,62	0	3,5	28,7	0	136,5	599

Примечания: 1. Для автотрансформаторов мощность обмотки НН составляет 50 % номинальной, за исключением автотрансформаторов мощностью 200 и 250, 240 и 133 МВ·А, для которых она составляет 40 и 25 % номинальной соответственно.
2. Регулирование напряжения осуществляется на стороне СН за счет РПН $\pm 6 \times 2\%$, за исключением автотрансформатора мощностью 240 МВ·А, который регулирования не имеет.

Таблица 6.17. Трехфазные и однофазные двухобмоточные трансформаторы 500—750 кВ
(без регулирования напряжения)

Тип	$S_{\text{НОМ}}^{\text{МВ}\cdot\text{А}}$	Каталожные данные						Расчетные данные (на три фазы)		
		$U_{\text{НОМ}}$ обмоток, кВ		$u_{\text{к}}^{\text{, \%}}$	$\Delta P_{\text{к}}^{\text{, кВт}}$	$\Delta P_{\text{х}}^{\text{, кВт}}$	$I_{\text{х}}^{\text{, \%}}$	$R_{\text{т}}^{\text{, Ом}}$	$X_{\text{т}}^{\text{, Ом}}$	$\Delta Q_{\text{х}}^{\text{, квар}}$
		ВН	НН							
ТДЦ-250000/500, ТЦ-250000/500	250	525	15,75	13	600	250	0,45	2,65	143	1125
ТДЦ-400000/500, ТЦ-400000/500	400	525	13,8; 15,75; 20	13	800	350	0,4	1,4	89,5	1600
ТЦ-630000/500	630	525	15,75; 20; 24	14	1300	500	0,35	0,9	61,3	2205
ТЦ-1000000/500	1000	525	24	14,5	2000	600	0,38	0,55	40	3800
ОЦ-533000/500 *	533	$525/\sqrt{3}$	15,75; 24	13,5	1400	300	0,3	0,45	23,3	4797
ОРЦ-417000/750 *	417	$787/\sqrt{3}$	20; 24	14	800	400	0,3	0,96	69,3	3753

* Обмотка НН выполняется расщепленной на две мощностью 50 % каждая.

Таблица 6.18. Трехфазные и однофазные автотрансформаторы 500—750—1150 кВ

Тип	$S_{\text{НОМ}}^{\text{МВ}\cdot\text{А}}$	Пределы регулирования	Каталожные данные					
			$U_{\text{НОМ}}$ обмоток, кВ			S обмоток, %		
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
АТДЦТН-250000/500/110	250	$\pm 8 \times 1,4\%$	500	121	11; 38,5	100	100	40
АТДЦТН-500000/500/220	500	$+8 \times 1\%$; $-8 \times 1,25\%$	500	—	230	100	—	100
АОДЦТН-167000/500/220	167	$\pm 6 \times 2,1\%$	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	11; 13,8; 15,75; 20; 38,5	100	100	30; 40; 50
АОДЦТН-167000/500/330	167	$\pm 8 \times 1,5\%$	$500/\sqrt{3}$	$330/\sqrt{3}$	10,5; 38,7	100	100	20

Продолжение табл. 6.18

Тип	$S_{\text{НОМ}}^{\text{МВ}\cdot\text{А}}$	Пределы регулирования	Каталожные данные					
			$U_{\text{НОМ}}$ обмоток, кВ			S обмоток, %		
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
АОДЦТН-267000/500/220	267	$\pm 8 \times 1,4\%$	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	10,5; 15,5; 20,2 38,6	100	100	25; 30; 45
АОДЦТН-267000/750/220	267	$\pm 10\%$ на СН	$750/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	10,5	100	100	30
АОДЦТН-333000/750/330	333	$\pm 10\%$ на СН	$750/\sqrt{3}$	$330/\sqrt{3}$	15,75	100	100	36
АОДЦТН-417000/750/500	417	$\pm 5\%$ на ВН	$750/\sqrt{3}$	$500/\sqrt{3}$	10,5; 15,75	100	100	12; 8
АОДЦТ-667000/1150/500	667	—	$1150/\sqrt{3}$	$500/\sqrt{3}$	20	100	100	27

Продолжение табл. 6.18

Тип	Каталожные данные						Расчетные данные (на три фазы)						
	$u_{\text{к}}^{\text{, \%}}$			$\Delta P_{\text{к-СН}}^{\text{, кВт}}$	$\Delta P_{\text{х}}^{\text{, кВт}}$	$I_{\text{х}}^{\text{, \%}}$	$R_{\text{т}}^{\text{, Ом}}$			$X_{\text{т}}^{\text{, Ом}}$			$\Delta Q_{\text{х}}^{\text{, квар}}$
	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-250000/500/110: выпуска до 1985 г.	10,5	24	13	550	270	0,45	1,7	0,47	3,52	107,5	0	132,5	1125
после 1985 г.	13	33	18,5	640	230	0,45	2,28	0,28	5,22	137,5	0	192,5	1125
АТДЦТН-500000/500/220	11,5	—	—	1050	230	0,3	1,05	1,05	—	57,5	—	—	1500
АОДЦТН-167000/500/220	11	35	21,5	325	125	0,4	0,65	0,32	2,8	61,1	0	113,5	2004
АОДЦТН-167000/500/330	9,5	67	61	320	70	0,3	0,58	0,39	2,9	38,8	0	296	1503
АОДЦТН-267000/500/220	11,5	37	23	490	150	0,35	0,66	0,31	2,7	39,8	0	75,6	2803
АОДЦТН-267000/750/220	13	32	17	600	250	0,4	0,48	0,48	2,4	98,3	0	126,4	3204
АОДЦТН-333000/750/330	10	28	17	580	250	0,35	0,28	0,28	1,12; 0,6	98,3	0	98,5	3497
АОДЦТН-417000/750/500	11,5	81	68	700	280	0,2	0,79	0,79	2,63	55,1	0	309	2502
АОДЦТ-667000/1150/500	11,5	35	22	1250	350	0,35	0,49	0,49	1,36	80,9	0	150,4	7004
							0,12	0,12	2,2; 3,24				
							0,83	0,42	3,7				

Таблица 6.19. Последовательные регулировочные трансформаторы

S ^{ном.} МВ·А	Тип регулировочного трансформатора	Тип силового автотрансформатора	Каталожные данные					Расчетные данные			
			Номинальное напряжение автотрансформатора, кВ			Номинальные напряжения обмоток, кВ		ΔP ^{х.} , кВт	I ^{х.} , %		
			ВН	СН	НН	Двухж. Двухж. регулirовочной					
240	ВРДЦН-240000/35/35	АГДЦЦТ-240000/220	230 230 330 330 347 347	121 121 165 242 242 242	11 38,5 11 11 11 38,5	±24,2 -24,9÷26,2 ±33,8 ±31,4÷33,1 ±38,3÷40,4 ±24,9÷26,2	11 38,5 11 11 11 38,5	10,9-0-10,5 11,1-0-11,3 11,8-0-11,8 10,8-0-10,1 12,8-0-13 11,1-0-11,3	40 47 30 40 29 47	3,8 3,8 3,8 4,0 3,8 3,8	9120 9120 9130 9600 9120 9120
92	ОДЦЦП-92000/150	АОДЦЦН-333000/750/330	750/У ³ 330/У ³		15,75	—	—	6,67	110	0,7	544

Таблица 6.20. Линейные регулировочные трансформаторы

Тип	S ^{ном.} МВ·А	U ^{ном.} кВ	Каталожные данные					Расчетные данные			
			ΔP ^{к.} , кВт			ΔP ^{х.} , кВт		I ^{х.} , %	X, Ом		
			1	23	1; 23	11-13	1			11-13	
ЛТМН-16000/10	16	6,6; 11	35	20	9,5	3,5	5	2,35	0,04-0,1	800	376
ЛТДН-40000/10 (ЛТДН)	40	6,6; 11	70	38	18,5	7	3,5	2,5	0,02-0,04	1400	1000
ЛТДН-63000/35	63	38,5	110	60	25	12	3,1	2,1	0,33	1953	1323
ЛТДН-100000/35	100	38,5	140	75	40	16	3,5	1,5	0,2	3500	1500

Примечание. Каталожные и расчетные данные приведены к U^{ном} и проходной мощности. Положения 1 и 23 соответствуют минимальному и максимальному напряжению ±10×1,5% U^{ном}; 11-13 — нулевые положения переключателя.

В аварийных режимах масляные трансформаторы допускают одну из указанных ниже кратковременных перегрузок сверх номинального тока независимо от вида их охлаждения, длительности предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды и места установки:

Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100	200
Длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10	1,5

Если коэффициент начальной нагрузки не больше 0,93, то трансформаторы допускают в течение не более 5 сут перегрузку на 40% сверх номинального тока на время максимумов нагрузки общей продолжительностью не более 6 ч/сут.

В табл. 6.8-6.18 приведены основные каталожные и расчетные данные по трансформаторам. При изготовлении одного и того же типа трансформатора несколькими заводами каталожные данные приняты по ГОСТ, при отсутствии таких материалов — по средним заводским данным.

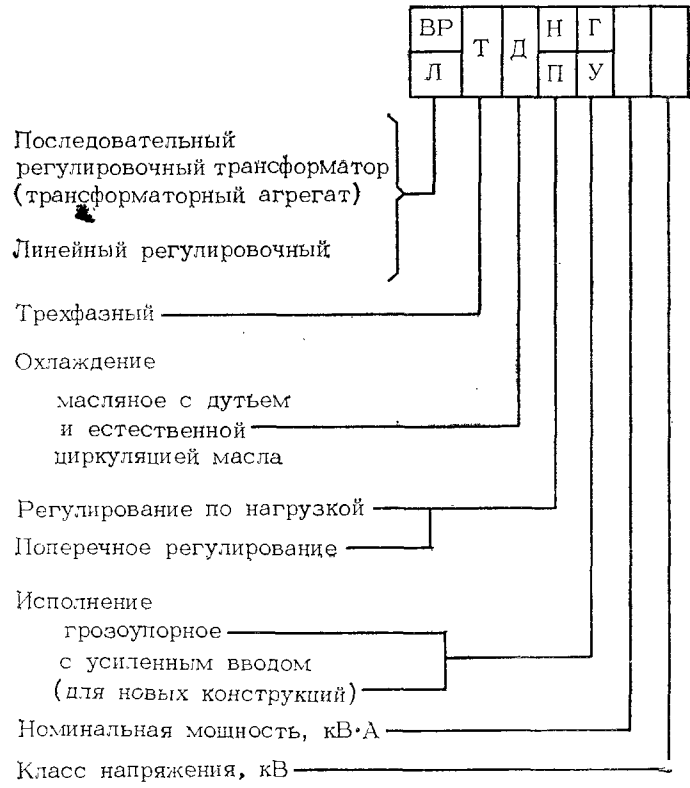


Рис. 6.4. Обозначение типов регулировочных трансформаторов

Значения u_k и ΔP_k отнесены к $S_{ном}$ и приведены к напряжению обмотки ВН, значения ΔP_k между парами обмоток отнесены к $S_{ном}$ менее мощной обмотки. Расчетные данные R_T и X_T приведены к номинальному напряжению обмотки ВН трансформаторов.

При необходимости регулирования напряжения в случае установки трансформаторов без РПН применяются последовательные (вольтодобавочные) регулировочные и линейные регулировочные трансформаторы (рис. 6.4). Данные этих трансформаторов приведены в табл. 6.19 и 6.20.

6.3. КОММУТАЦИОННАЯ АППАРАТУРА

В параграфе приведены данные по выключателям, отделителям и короткозамыкателям, которые наиболее часто используются при проектировании схем развития электроэнергетических систем. Обозначения типов выключателей приведены на рис. 6.5.

В табл. 6.21—6.23 приведены основные характеристики масляных и воздушных выключателей 35—1150 кВ.

Параметры (частота и скорость) восстанавливающего напряжения, гарантируемые заводами-изготовителями, указаны в ГОСТ 687-78. Значения скорости восстанавливающего напряжения, имеющиеся в заводских материалах, приведены в табл. 6.23.

В таблицах отсутствуют данные о предельных токах термической стойкости $I_{п.т}$. Согласно ГОСТ 687-78 значение его должно быть равно $I_{откл.}$, а регламентированное время протекания $t_{п.т}$ — не менее 4 с для выключателей до 35 кВ включительно, не менее 3 с для выключателей 110 и 220 кВ и не менее 2 с для выключателей 330 кВ и выше. Если длительность КЗ превышает $t_{п.т}$ (но составляет не более 10 с), то наибольшее допустимое среднеквадратическое значение тока определяется по формуле

$$I_t = I_{п.т} \sqrt{t_{п.т}/t} \quad (6.1)$$

Выключатели 6—20 кВ изготавливаются, как правило, только для внутренней установки, а выключатели 35—1150 кВ — для наружной установки; все выключатели могут применяться в сетях более низкого напряжения, чем $U_{ном}$; их предельная отключаемая мощность при этом уменьшается пропорционально уменьшению напряжения (при применении выключателей 10 кВ в сетях 6 кВ — в 1,67 раза, выключателей 35 кВ в сетях 20 кВ — в 1,75 раза и т. д.). Выключатели 6—35 кВ имеют трехфазное управление, масляные выключатели 220 кВ и выше и воздушные выключатели 110 кВ и выше могут иметь как трехфазное, так и пофазное управление. Основные характеристики элегазовых выключателей приведены в табл. 6.24, область применения выключателей — в табл. 6.25.

Развитие энергосистем страны определило необходимость модернизации установленных выключателей старых выпусков с целью повышения их отключающей способности. Значения токов отключения выключателей 35—500 кВ после модернизации приведены в табл. 6.26.

Отделители и короткозамыкатели (табл. 6.27) изготавливаются на напряжения 35, 110, 150 и 220 кВ.

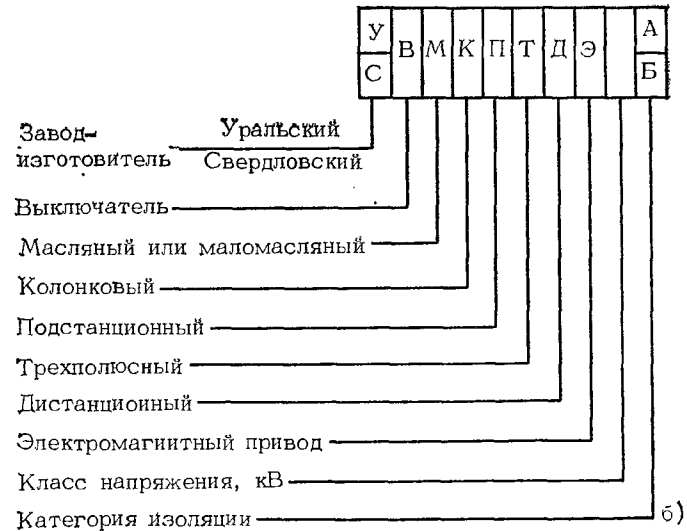


Рис. 6.5. Обозначение типов выключателей: а — воздушные и элегазовые; б — масляные

Таблица 6.21. Выключатели 6—20 кВ

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$S_{откл}$, МВ·А	$I_{откл}$, кА	$i_{уд}$, кА	$t_{откл}$, с	$t_{вкл}$, с
Масляные							
МГУ-20	20	9500, 6300	3000	90	300	0,2	0,8
МГГ-10	10	5000	1000	63	170	0,12	0,4
		5000, 4000, 3200	750	45	120	0,12	0,4
ВМПЭ-10	10	3200	550	31,5	80	0,12	0,3
ВКЭ-10	10	1600, 1000, 630	550	31,5	80	0,095	0,3
		1600, 1000, 630	350	20	52	0,095	0,3
ВК-10	10	1600, 1000, 630	550	31,5	80	0,07	0,075
		1600, 1000, 630	350	20	52	0,07	0,075
ВПМ-10	10	1000, 630	350	20	52	0,14	0,3
		630, 400	280	16	40	0,14	0,3
ВПП-10	10	1000, 630	350	20	52	0,14	0,3
		630, 400	280	16	40	0,14	0,3
ВММ-10	10	400	170	10	25	0,12	0,2

Воздушные

ВВГ-20	20	20 000, 12 500	5500	160	410	0,14	0,1
--------	----	----------------	------	-----	-----	------	-----

Электромагнитные

ВЭ-10	10	3600, 2500,	550	31,5	80	0,075	0,075
		1600, 1250					
		3600, 2500,	350	20	52	0,075	0,075
		1600, 1250					

Таблица 6.22. Масляные выключатели 35—220 кВ

Тип	$I_{ном}$, А	$S_{откл}$, МВ·А	$I_{откл}$, кА	$i_{уд}$, кА	$t_{откл}$, с	$t_{вкл}$, с
35 кВ						
С-35	3200, 2000	3000	50	127	0,08	0,7
МКП-35 *	1000	1500	25	64	0,08	0,4
ВМКЭ-35	1000	1000	16	41	0,11	0,35
ВТ-35	630	750	12,5	31	0,15	0,35
ВТД-35	630	750	12,5	31	0,09	0,35
С-35 М*	630	600	10	26	0,08	0,35

Продолжение табл. 6.22

Тип	$I_{ном}$, А	$S_{откл}$, МВ·А	$I_{откл}$, кА	$i_{уд}$, кА	$t_{откл}$, с	$t_{вкл}$, с
110 кВ						
У-110А(Б)	2000	9500	50	135	0,08	0,3
	2000	8000	40	102	0,08	0,8
ММО-110Б	1600	6000	31,5	79	0,08	0,15
	1250	3800	20	52	0,08	0,15
ВМТ-110Б *	1000	3800	20	52	0,08	0,6
МКП-110Б	1000, 630	3800	20	52	0,08	0,6
220 кВ						
У-220 А(Б)	2000	16 000	40	102	0,08	0,45
	2000	16 000	40	102	0,08	0,8
У-220 А(Б) *	2000	9500	25	64	0,08	0,45
	2000	9500	25	64	0,08	0,8
У-220 Б	1000	9500	25	64	0,08	0,45
	1000	9500	25	64	0,08	0,8
ВМТ-220 Б *	1000	7500	20	52	0,08	0,15

* Выпускаются в исполнении ХЛ.

Таблица 6.23. Воздушные выключатели 35—750 кВ

Тип	$I_{ном}$, А	$S_{откл}$, МВ·А	$I_{откл}$, кА	$i_{уд}$, кА	$t_{откл}$, с	$t_{вкл}$, с	Скорость восстановления напряжения, кВ/мкс
35 кВ							
ВВУ-35А *	3150, 2000	8000	40	102	0,07	0,15	Не ограничена
110—150 кВ							
ВВБК-110Б	3100	9500	50	127	0,06	0,13	1,5
ВВУ-110Б	2000	8000	40	102	0,08	0,2	Не ограничена
ВВБМ-110Б*	2000	6000	31,5	102	0,07	0,2	1,0
ВВБТ-110Б	1600	6000	31,5	102	0,06	0,2	1,2
ВВБК-150Б	3150	9500	35,5	102	0,07	0,2	1,4

Продолжение табл. 6.23

Тип	$I_{\text{ном}}^{\text{А}}$	$S_{\text{откл}}^{\text{МВ}\cdot\text{А}}$	$I_{\text{откл}}^{\text{КА}}$	$i_{\text{уд}}^{\text{КА}}$	$t_{\text{откл}}^{\text{С}}$	$t_{\text{вкл}}^{\text{С}}$	Скорость восстанавли- вающегося напряжения, кВ/мкс
220 кВ							
ВНВ-220	3150	25 000	63	162	0,04	0,1	1,8
	3150	16 000	40	162	0,04	0,1	1,4
ВВБК-220 Б	3100	21 000	56	143	0,04	0,08	1,6
ВВД-220 Б *	2000	15 000	40	102	0,08	0,2	2,0
	2000	12 000	31,5	102	0,08	0,2	1,0
ВВБ-220 Б	2000	12 000	31,5	102	0,08	0,2	1,2
ВВБТ-220 Б	1600	12 000	31,5	102	0,08	0,25	1,2
330 кВ							
ВНВ-330 Б	3150	35 000	63	162	0,04	0,1	2,0
	4000,	25 000	40	162	0,04	0,1	1,5
	3150						
ВВБК-330	3150	25 000	40	128	0,04	0,08	1,5
ВВД-330 Б	3200	25 000	40	102	0,08	0,25	1,2
		18 000	31,5				
ВВ-330 Б	2000	18 000	31,5	80	0,08	0,23	1,2
500 кВ							
ВНВ-500 *	4000	55 000	63	162	0,04	0,1	2,4
	3200	43 000	50	128	0,04	0,08	2,1
ВВБК-500	3150	36 500	40	162	0,04	0,1	1,8
ВВБ-500 Б	2000	31 000	35,5	102	0,08	0,25	1,5
	2000	27 000	31,5	80	0,08	0,05	1,5
750 кВ							
ВНВ-750	4000	82 000	63	162	0,04	0,1	2,6
	3200	55 000	40	162	0,04	0,1	2,6
ВВБ-750	3200	55 000	40	135	0,06	0,15	2,0
	500	55 000	40	102	0,02	0,1	2,0
1150 кВ							
ВНВ-1150	4000	80 000	40	102	0,03	0,1	2,6
	600	80 000	40	102	0,03	0,1	2,6

* Выпускаются в исполнении ХЛ.

Таблица 6.24. Ячейки элегазовых выключателей

Тип	Напряжение, кВ	$I_{\text{ном}}^{\text{А}}$	$S_{\text{откл}}^{\text{МВ}\cdot\text{А}}$	$I_{\text{откл}}^{\text{КА}}$	$i_{\text{уд}}^{\text{КА}}$	$t_{\text{откл}}^{\text{С}}$	$t_{\text{вкл}}^{\text{С}}$
ЯЭ-110	110	1600	8 000	40	127,5	0,06	0,08
ЯЭ-220	220	1600	16 000	40	127,5	0,06	0,08

Таблица 6.25. Рекомендации по применению различных типов выключателей 35 кВ и выше

Тип РУ	Рекомендуемые выключатели для подстанций с ВН, кВ		
	330 и выше	220	150—35
ЗРУ всех напряжений	Воздушные	Воздушные или малообъемные масляные	Малообъемные масляные или воздушные
ОРУ 330 кВ и выше	Воздушные	—	—
	Воздушные	Баковые, малообъемные масляные или воздушные	—
ОРУ 220 кВ	Воздушные	Баковые, малообъемные масляные или воздушные	—
ОРУ 150—35 кВ	Малообъемные, баковые масляные, воздушные	Малообъемные, баковые масляные, воздушные	Малообъемные или баковые масляные

Примечание. Типы выключателей перечислены в порядке их предпочтительного применения.

Таблица 6.26. Модернизация выключателей 35—500 кВ старых выпусков

Тип выключателя	Напряжение, кВ	Ток отключения, кА	
		до модернизации	после модернизации
ВМ-35	35	6,6	10
	35	16	25
МКП-35	35	16	25; 31,5; 35,5
	110	9	20
ВВН-110	110	18,4	25
	110	16	25; 31,5
МКП-110	110	16	25; 31,5; 35,5
	154	16	31,5; 40
ВВН-154	154	16	31,5; 35,5; 40
	220	18	25
ВВН-220	220	25	31,5; 35,5; 40
	220	18	25
У-220	220	13	25
	220	9	25
МКП-220	220	20	21; 31,5; 35,5
	330	20	31,5
ВВН-330	330	20	31,5
	330	20	31,5
ВВ-330	330	20	31,5
	500	20	31,5

Таблица 6.27. Отделители и короткозамыкатели

Тип	$U_{\text{НОМ}}$ кВ	$I_{\text{НОМ}}$ А	$i_{\text{уд}}$ кА	$I_{\text{п.т'}}$ кА	Полное время отключения (включения)	
					без гололеда, с	при гололеде, с
Отделители						
ОДЗ-35	35	630	80	12,5	0,15	0,45
ОДЗ-110М	110	630	80	22	0,4	0,5
ОД-110У	110	1000	80	31,5	0,4	0,5
ОД-150У	150	1000	80	31,5	0,45	0,55
ОД-150	150	1000	80	31,5	0,4	0,5
ОД-220	220	1000	80	31,5	0,5	0,6
Короткозамыкатели						
КРН-35	35	—	80	12,5	0,1	0,15
КЗ-110У	110	—	51	20	0,14	0,2
	110	—	82	12,5	0,18	0,28
КЗ-150У	150	—	82	12,5	0,28	0,35
	150	—	51	20	0,2	0,28
КЗ-220	220	—	51	20	0,25	0,35

Примечание. По термической стойкости регламентируется следующее время протекания предельного тока $I_{\text{п.т'}}$, с:

Отделители типов ОД и ОДЗ	10
Короткозамыкатели типа КЗ	3

6.4. КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА И РЕАКТОРЫ

Компенсирующими устройствами называются установки, предназначенные для компенсации емкостной или индуктивной составляющей переменного тока. Обозначение типов компенсирующих устройств и реакторов приведено на рис. 6.6 и 6.7. Для компенсации реактивной нагрузки потребителей и потерь реактивной мощности в сетях применяются синхронные компенсаторы, статические компенсаторы и батареи конденсаторов (табл. 6.28—6.30).

Конденсаторные батареи комплектуются из конденсаторов типов КСА-0,66-20 и КС2А-0,66-40.

Для компенсации реактивной мощности непосредственно у потребителей изготавливаются конденсаторные установки типов КУ и КУН 6—10 кВ мощностью 240—425 кВ·А. Они комплектуются из конденсаторов КМ и КМН.

Для комплектования установок продольной компенсации (УПК), предназначенных для уменьшения индуктивного сопротивления дальних линий электропередачи, используются конденсаторы типа КСП-0,6-40.

Для компенсации зарядной мощности ВЛ применяются шунтирующие реакторы (табл. 6.31), для компенсации емкостных токов замыкания на землю — заземляющие реакторы (табл. 6.32), для ограничения токов КЗ до допустимых по разрывной мощности выключателей — токоограничивающие реакторы (табл. 6.33—6.35).

Таблица 6.28. Синхронные компенсаторы

Тип	$S_{\text{НОМ}}$ Мвар	$U_{\text{НОМ}}$ кВ	$I_{\text{НОМ}}$ кА	Реактивное сопротивление, %					GD^2 т · м ²	S_{max} при отста- вшем токе, Мвар	Частота вра- щения ротора, 1/мин	
				X''_d	X'_d	X''_q	X'_q	ΔP , кВт				
КСВБ-50-11 (КСВБО-50-11)	50	11	2,62	26	43	220	—	118	800	31	20 (33)	750
КСВБ-100-11 (КСВБО-100-11)	100	11	5,25	20	40	210	—	126	1350	55	50 (82,5)	750
КСВБ-160-15 (КСВБО-160-15)	160	15,75	5,86	20	45	200	—	125	1750	75,7	80 (132)	750
КСВБ-320-20	320	20	9,23	25	48	200	26	120	3800	150	160—210	750

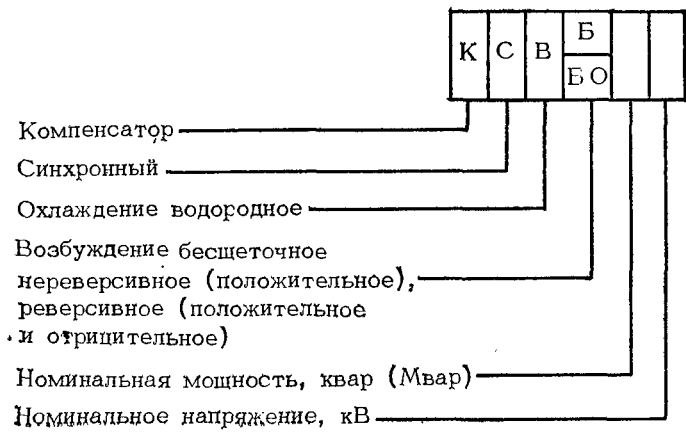
Примечания: 1. Реактивные сопротивления обозначены соответственно: X''_d , X'_d — продольные сверхпереходные, переходные и синхронные; X''_q , X'_q — поперечные сверхпереходные и синхронные.

2. GD^2 — момент инерции ротора.

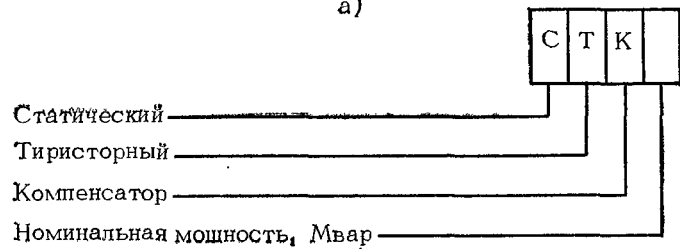
Таблица 6.29. Статические тиристорные компенсаторы

Тип	$S_{\text{НОМ}}$ Мвар	$U_{\text{НОМ}}$ кВ	S_{max} Мвар, в режимах потребления	Время регу- лирования, с		ΔP , кВт	Время регу- лирования, с	Примечания
				выдачи	—			
СТК 3 × 150	450	20	450	150	0,02	4500 900	0,02	Для электропередач 1150 кВ
СТК 3 × 100	300	15,75	300	100	0,02	3000 600	0,02	Для электропередач 750 кВ
СТК 3 × 50	150	110	100	150	0,02	1000 900	0,02	Опытный образец на ПС «Луч»
СТК 3 × 33	100	10	—	100	0,02	600	0,02	Для электропередач 500 кВ
СТК-250	250	38,5	193	167	—	—	—	Для крупных сталеплавильных печей
	35	35	160	135	—	—	—	в знаменателе — выдачи реактивной мощности.

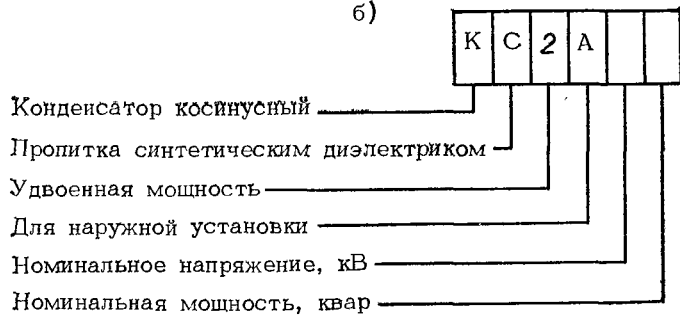
Примечание. В числителе приведены потери мощности для режима потребления, в знаменателе — выдачи реактивной мощности.



а)

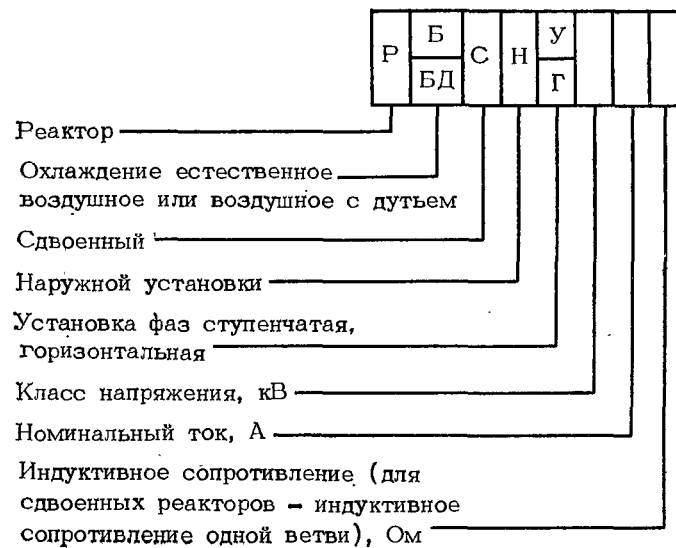


б)



в)

Рис. 6.6. Обозначение типов компенсирующих устройств:
а — синхронные компенсаторы; б — статические конденсаторы;
в — конденсаторы



а)



б)

Рис. 6.7. Обозначение типов реакторов:

а — токоограничивающие реакторы 10 кВ; б — токоограничивающие реакторы 35 кВ и выше; в — шунтирующие реакторы

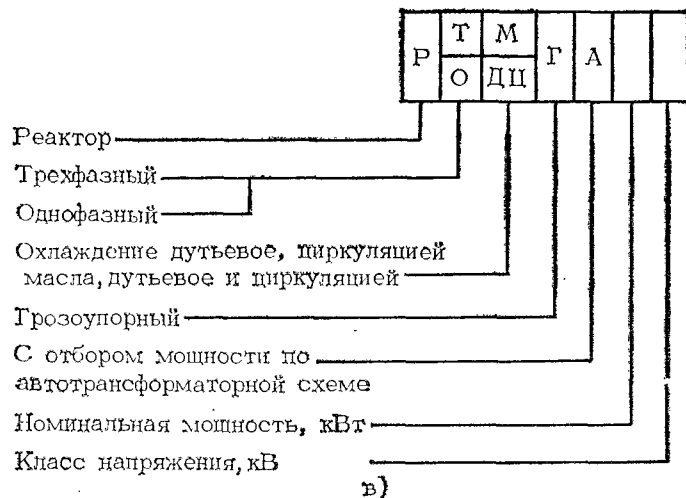


Рис. 6.7. Продолжение

Т а б л и ц а 6.30. Кои ден са тор ные ба та реи 6—110 кВ

Показатели	Номинальное напряжение батарей, кВ			
	6	10	35	110
Количество параллельных ветвей	4	4	4	4
Количество последовательно включенных конденсаторов одной ветви	4	7	24	72
Общее количество конденсаторов в батарее	48	84	288	864
Установленная мощность батарей	2,9/6	5/10,5	17,3/36	52/108
Мощность, выдаваемая батареями, Мвар, при напряжении:				
1,1 $U_{ном}$	2,4/4,9	3,8/7,9	13,5/28	44,5/93
$U_{ном}$	2,0/4,1	3,2/6,5	11,2/23,2	36,8/77

Примечание. В числителе приведены данные для батарей с конденсаторами типа КС2-1,05-60, в знаменателе — КСКГ-1,05-125.

Т а б л и ц а 6.31. Шунтирующие реакторы 6—1150 кВ

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$S_{ном}$, МВ · А	ΔP , кВт
Трехфазные				
РТД РТМ	38,5	300	20	120
	11	200	3,8	40
	6,6	332	3,8	40
Однофазные				
РОДЦ	$1200/\sqrt{3}$	430	300	3×900
	$787/\sqrt{3}$	242	110	3×350
	$525/\sqrt{3}$	198	60	3×205
РОД	$121/\sqrt{3}$	475	33,3	3×180
	$38,5/\sqrt{3}$	1350	30	3×180
РОМ	$11/\sqrt{3}$	173	1,1	3×20
	$6,6/\sqrt{3}$	288	1,1	3×20

Т а б л и ц а 6.32. Заземляющие реакторы

Тип	$U_{ном}$, кВ	$S_{ном}$, кВ · А	$I_{ном}$, А
РЗДСОМ	$38,5/\sqrt{3}$	310	12,5—6,2
		620	25—12,5
		1240	50—25
	$22/\sqrt{3}$	155	10—5
		115	10—5
		190	25—12,5
$11/\sqrt{3}$	380	50—25	

Продолжение табл. 6.32

Тип	$U_{НОМ}$, кВ	$S_{НОМ}$, кВ·А	$I_{НОМ}$, А	
РЗДСОМ	$11/\sqrt{3}$	760	100—50	
		1520	200—100	
	$6,6/\sqrt{3}$	115	25—42,5	
		230	50—25	
		460	100—50	
		920	200—100	
РЗДПОМ	$38,5/\sqrt{3}$	700	28,4—5,7	
		800	36—7,2	
	$22/\sqrt{3}$	480	31,4—6,3	
		$11/\sqrt{3}$	190	25—5
			480	63—12,6
	$6,6/\sqrt{3}$	120	26,2—5,2	
		300	65,5—13,1	

Таблица 6.33. Одиарные реакторы 10 кВ единой серии по ГОСТ 14794-79 (типов РБ, РБУ, РБГ, РБД, РБДУ, РБДГ, РБНГ)

$I_{НОМ}$, А	$S_{НОМ}$, МВ·А	$X_{р'}$, Ом	ΔP_H (на фазу), кВт		Ток электродинамической стойкости, кА	
			РБУ, РБ, РБД, РБГ, РБДУ, РБДГ	РБНГ	РБ, РБУ, РБД, РБДУ	РБГ, РБДГ, РБНГ
400	6,9	0,35	1,6	—	25	
		0,45	1,9	—	25	

Продолжение табл. 6.33

$I_{НОМ}$, А	$S_{НОМ}$, МВ·А	$X_{р'}$, Ом	ΔP_H (на фазу), кВт		Ток электродинамической стойкости, кА			
			РБУ, РБ, РБД, РБЗ, РБДУ, РБДГ	РБНГ	РБ, РБУ, РБД, РБДУ	РБГ, РБДГ, РБНГ		
630	10,8	0,25	2,5	—	40			
		0,40	3,2	—	32	33		
		0,56	4,0	—	24			
1000	17,3	0,14	3,5	—	63			
		0,22	4,4	—	40	55		
		0,28	5,2	—	45			
		0,35	5,9	—	37			
		0,45	6,6	7,2	29			
		0,56	7,8	8,2	24			
1600	27,7	0,14	6,1	—	66	79		
		0,20	7,5	—	52	60		
		0,25	8,3	9,8	49			
		0,35	11,0	12,8	37			
		2500	43,3	0,14	11,0	13,5	66	79
				0,20	14,0	16,8	52	60
0,25	16,1			19,7	49			
4000	69,2	0,35	20,5	23,9	37			
		0,105	18,5	—	97			
		0,18	27,7	—	65			

Примечание. Термическая стойкость реакторов единой серии равна 8 с.

Таблица 6.36. Синхронные электродвигатели номинальным напряжением 6—10 кВ и частотой вращения 3000 мин⁻¹

Тип	Мощность		КПД, %	Реактивность, %					ОКЗ, отн. ед
	активная $P_{НОМ}$, МВт	полная $S_{НОМ}$, МВ·А		X''_d	X'_d	X_d	X_2	X_0	
СТД-4000-2	4,0	4,56	$\frac{97,5}{97,4}$	$\frac{14,8}{14,3}$	$\frac{25,6}{25,6}$	$\frac{192,1}{185,1}$	$\frac{18,0}{14,4}$	$\frac{5,1}{4,9}$	$\frac{0,63}{0,69}$
			$\frac{97,6}{97,5}$	$\frac{13,7}{13,6}$	$\frac{24,9}{24,8}$	$\frac{196,4}{193,6}$	$\frac{16,7}{16,6}$	$\frac{5,3}{5,3}$	0,62
СТД-5000-2	5,0	5,74	$\frac{97,6}{97,5}$	$\frac{15,2}{15,5}$	$\frac{25,7}{26,8}$	$\frac{213,7}{218,5}$	$\frac{18,6}{19,0}$	$\frac{7,3}{6,7}$	$\frac{0,6}{0,53}$
			$\frac{97,9}{97,7}$	$\frac{14,4}{14,5}$	$\frac{25,7}{25,8}$	$\frac{219}{219,2}$	$\frac{17,5}{17,6}$	$\frac{6,7}{6,7}$	0,57
СТД-6300-2	6,3	7,23	$\frac{97,8}{97,9}$	$\frac{12,6}{12,9}$	$\frac{23,3}{24,4}$	$\frac{206,2}{219,4}$	$\frac{15,3}{15,8}$	$\frac{6,5}{6,8}$	$\frac{0,65}{0,58}$
			$\frac{97,9}{97,8}$	$\frac{12}{11,9}$	$\frac{23,5}{27,9}$	$\frac{218,4}{245,9}$	$\frac{14,6}{14,5}$	$\frac{6,8}{8,8}$	0,64

Примечания: 1. X''_d, X'_d, X_d — продольные сверхпереходная, переходная и синхронная реактивности; X_2, X_0 — реактивности обратной и нулевой последовательностей.
2. В числителе — для номинального напряжения 6 кВ, в знаменателе — для 10 кВ.

Таблица 6.37. Предельно допустимые моменты инерции механизмов и время пуска синхронных электродвигателей

Тип	Момент инерции двигателя, $GD^2_{ДВ}$, кг·м ²	Допустимый момент инерции механизма $GD^2_{мех}$, кг·м ² , при напряжении на двигателе, отн. ед.					Допустимое время пуска $t_{доп}$, с, при напряжении на двигателе, отн. ед.										
		1,0*	1,0	0,8	0,65	0,5	1,0*	1,0	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,5
СТД-4000-2	278	$\frac{800}{710}$	1210	1360	1560	1820	$\frac{4,3}{4,0}$	6,0	6,5	7,3	8,2	9,7	11,5	14,0	17,3	21,5	27
СТД-5000-2	320	$\frac{1000}{820}$	1500	1690	1880	2260	$\frac{3,9}{3,4}$	5,4	5,5	6,4	7,5	8,8	10,5	12,4	15,0	19,5	24,6
СТД-6300-2	690	860	1450	1740	2050	2330	4,7	6,5	7,0	7,9	9,2	10,8	13,0	15,7	19,1	23	29
СТД-8000-2	770	1010	1690	1890	2120	2370	3,9	5,37	5,4	6,1	7,3	8,5	10,0	12,0	14,5	18,8	24
СТД-10000-2	910	—	—	2340	2750	3050	—	—	4,8	5,5	6,1	7,1	8,5	10,4	13,0	16	19
СТД-12500-2	1036	—	—	2500	2860	3500	—	—	3,8	4,3	5,0	6,0	7,1	8,3	10,4	13	16,2

* При двух пусках из холодного состояния (числитель) или одном пуске из горячего состояния (знаменатель).

Работа при напряжении свыше 110 % номинального недопустима. Допустимые режимы при отклонениях температуры охлаждающего воздуха приведены ниже:

Температура охлаждающего воздуха, °С	50	45	40	30 и меньше
Максимальная мощность, % номинальной при $\cos \varphi = 0,9$.	87	95	100	106

Работа при пониженном $\cos \varphi$ (опережающем) допускается при условии, что ток ротора не превышает номинального значения, для чего снижают полную мощность:

$\cos \varphi$	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4
Полная мощность, %	100	88	81	76	72	70

Электродвигатели STD мощностью до 8000 кВт включительно допускают прямой пуск от полного напряжения сети, если сеть допускает броски пускового тока при включении и приводимые механизмы имеют моменты инерции ниже предельных. При этом в агрегате с приводимыми механизмами, имеющими малые моменты инерции, допускается два пуска из холодного состояния с перерывом между пусками 15 мин или один пуск из горячего состояния. В агрегатах с более тяжелыми механизмами допускается только один пуск из холодного состояния, а при работе двигателей с механизмами, имеющими предельные для указанных двигателей моменты инерции, пуск допускается только при пониженном напряжении сети и холодном состоянии.

Электродвигатели STD мощностью 10 000 и 12 500 кВт допускают пуск только при пониженном напряжении сети через реактор или автотрансформатор.

Предельные моменты инерции механизма и допустимое время пуска для указанных выше режимов электродвигателей указаны в табл. 6.37.

Методика проверки условий пуска мощных электродвигателей приведена в § 5.12, а вспомогательные данные, необходимые для расчета пусковых режимов, — в табл. 6.38.

Таблица 6.38. Зависимость реактивного сопротивления $X_{дв}$ и асинхронного момента m_a двигателя от скольжения s

Тип двигателя	Показатель, отн. ед.	Скольжение s						
		1,0	0,8	0,6	0,4	0,2	0,1	0,05
STD-4000-2	$X_{дв}$	0,150	0,155	0,164	0,179	0,217	0,284	0,369
	m_a	1,92	2,03	2,14	2,24	2,23	2,02	1,66
STD-5000-2	$X_{дв}$	0,139	0,144	0,152	0,167	0,204	0,261	0,354
	m_a	2,07	2,20	2,35	2,47	2,45	2,20	1,80
STD-8000-2	$X_{дв}$	0,144	0,149	0,156	0,169	0,202	0,253	0,332
	m_a	1,76	1,89	2,05	2,21	2,29	2,24	1,83
STD-10000-2	$X_{дв}$	0,123	0,127	0,133	0,145	0,175	0,222	0,295
	m_a	2,06	2,24	2,44	2,65	2,75	2,53	2,14
STD-12500-2	$X_{дв}$	0,113	0,116	0,122	0,132	0,160	0,205	0,273
	m_a	2,24	2,43	2,67	2,92	3,04	2,79	2,35

6.6. КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

Индустриализация строительства и монтажа подстанций, снижение трудозатрат и сокращение расхода материалов на строительные работы определили необходимость перейти от изготовления в заводских условиях узлов и деталей к производству комплектных трансформаторных подстанций (КТП). К началу 1983 г. в стране действовало свыше 7 тыс. КТП 35—110 кВ общей мощностью трансформаторов 52 млн. кВт·А.

Куйбышевским заводом «Электрощит» выпускаются комплектные трансформаторные подстанции из блоков заводского изготовления (КТПБ) напряжением 110/10(6) и 110/35/10(6) кВ с упрощенными схемами и с выключателями (новая серия КТПБ) на стороне ВН. Новая серия выпускается с 1983 г., в ней улучшено конструктивное исполнение, устранен ряд недостатков прежних выпусков, предусмотрен выпуск КТПБ в исполнении ХЛ — для районов с холодным климатом (табл. 6.39). Подстанции КТПБ рассчитаны на использование в районах с нормальной изоляцией по ГОСТ 9920-75 (I, II, III степени загрязнения) и с усиленной (IV степень загрязнения).

В номенклатуру Куйбышевского завода «Электрощит» входит также КТПБ 35/10 кВ с трансформаторами мощностью от 6,3 до 16 МВ·А.

Подстанции КТП 35/10 кВ с трансформаторами 1,0—6,3 МВ·А, предназначенные в основном для электрификации сельскохозяйственных районов, выпускаются Мытищинским электромеханическим заводом (табл. 6.40).

Продолжается разработка КТПБ 220 и 330 кВ. Выпуск первых образцов КТПБ 220 кВ (табл. 6.39) ожидается в ближайшие годы. Трудности в разработке КТПБ 220 и 330 кВ определяются использованием на стороне СН (110 кВ) схем с развитыми системами шин, а также необходимостью сооружения крупного здания ОПУ, компрессорной и насосной пожаротушения.

В объеме заводской поставки входят основное электротехническое оборудование (за исключением силовых трансформаторов), металлоконструкции РУ, ошиновка и вспомогательное оборудование.

ОРУ 110 и 35 кВ выполняются из отдельных унифицированных блоков, состоящих из металлического каркаса со смонтированными оборудованием, включая элементы вторичных устройств. Ошиновка предусмотрена жесткая — из алюминиевых труб и гибкая (для трансформаторов) — из сталеалюминиевого провода. Здание общестанционного пункта управления (ОПУ) выполняется из трехслойных металлических «сэндвич-панелей с утеплением. Предусматривается также комплектация КТПБ ячейками КРУН 10 кВ с ограждающими стенками с утеплителем.

В настоящее время освоено заводское производство комплектных распределительных устройств 110 кВ блочного типа (КРУБ-110) по типовым схемам — одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин и две рабочие и обходная системы шин (табл. 6.41). Использование КРУБ основано на применении жесткой ошиновки без сооружения порталов. Беспортальный прием мощности на КРУБ может быть выполнен от конечных опор ВЛ 110 кВ различного типа, КРУБ могут применяться на СН подстанций 220 и 330 кВ.

В последние годы в СССР начал выпуск комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) на 110—220 кВ (см. табл. 6.24). Использование КРУЭ создает условия дальнейшей индустриализации строительства и монтажа подстанций. Вместе с тем высокая стоимость ячеек КРУЭ определяет их область применения в случае, когда решающим является размер площадки для подстанции.

Таблица 6.39. Комплектные трансформаторные блочные подстанции (КТББ)

Схема подстанции на стороне ВН (для типовых в скобках указан номер)	Трансформаторы			Количество присоединяемых линий на стороне		Размер площадки, м × м
	Напряжение, кВ	Мощность, МВ · А	Количество, шт.	СН	НН	
Два блока с отделителями с выключателем в перемычке или без него (220-5, 220-4)	220/10 220/35/10 220/110/10	40—63 25—40 63—125	2 2 2	— 4 4	18—28 14—24 24—48	51×72 51×84 111×80, 111×160
Блок (линия—трансформатор) с отделителем (110-3)	110/10 110/10—10* 110/35/10	2,5—25 25—40 6,3—40	1 1 1	— — 2	4—10 20 4—20	21×39 21×54 21×60
Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (110-4)	110/10 110/10—10* 110/35/10	2,5—25 25—40 6,3—40	2 2 2	— — 4	8—20 40 8—40	36×48 36×54 36×66
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий **	110/10 110/10—10* 110/35/10	2,5—25 25—40 6,3—40	2 2 2	— — 4	8—20 40 8—40	39×48 39×51 39×66
Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов (110-5)	110/10 110/10—10* 110/35/10	2,5—25 25—40 6,3—40	2 2 2	— — 4	8—20 40 8—40	36×48 42×60 36×66
Мостик с выключателями в перемычке и в цепях линий **	110/10 110/10—10* 110/35/10 35/10	2,5—25 25—40 6,3—40 6,3—16	2 2 2 2	— — 4 —	8—20 40 8—40 8—20	42×54 42×60 42×75 27×39
Одна секционированная выключателем система шин (35-9)	35/10	6,3—16	2	—	8—20	36×39

* С расщепленной обмоткой НН.
** Выпускаются в исполнении ХЛ.

Таблица 6.40. Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) 35/10 кВ

Схема подстанции на стороне ВН (в скобках—номер типовой схемы)	Трансформаторы		Количество присоединяемых линий на стороне НН	Размер площадки, м × м
	Количество, шт.	Мощность, МВ · А		
Блок (линия — трансформатор) с предохранителем (35-2)	1	1,0	4	12×24
Блок (линия — трансформатор) с отделителем (35-3)	1	1,0—6,3	4	12×21
Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (35-4) *	2	1,0—6,3	8	21×27
Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов (35-5) **	2	1,0—6,3	8	21×27
Одна секционированная выключателем система шин (35-9) ***	2	1,0—6,3	8	36×33

* Выпускаются также модификации для схемы двоярного блока (линия — два трансформатора) с отделителями, предохранителями (для трансформаторов 1 МВ · А) и выключателями (для районов, где применение отделителей невозможно по климатическим условиям).

** Выпускаются также модификации с предохранителями и выключателями в цепях трансформаторов.

*** Размер площадки приведен для КТП с присоединением четырех ВЛ 35 кВ.

Таблица 6.41. Комплектные распределительные устройства (КРУБ) 110 кВ

Схема электрических соединений ОРУ 110 кВ (номер типовой схемы)	Ячейки ОРУ	Тип, параметры выключателей	Размер ОРУ, м × м
Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин с отделителями в цепях трансформаторов с совмещенными секционным и обходным выключателями (110-10); с выключателями в цепях трансформаторов (110-11); с отдельными секционными и обходным выключателями (110-12); две рабочие и обходная система шин (110-13)	Линии, силовой трансформатор, обходной и секционный выключатели (отдельный и совмещенный)	У-110; МКП-110Б*; ММО-110; МВТ-110Б*; ВВБМ-110Б*. Номинальный ток сборных шин и ячейки выключателя 1000, 2000 А Амплитуда предельного сквозного тока выключателя 52 кА	47×9 n, где n— количество отходящих линий 110 кВ

* КРУБ выпускаются в исполнении ХЛ.

РАЗДЕЛ СЕДЬМОЙ

ВОЗДУШНЫЕ И КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

7.1. ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ

Обозначения марок проводов для воздушных линий электропередачи приведены на рис. 7.1. Расчетные данные сталеалюминиевых, алюминиевых и проводов из алюминиевого сплава приведены в табл. 7.1—7.3. Рекомендуемая область применения проводов различных марок на ВЛ напряжением 35 кВ и выше указана в табл. 7.4.

Расчетные данные ВЛ напряжением 35 кВ и выше для наиболее часто применяемых марок проводов приведены в табл. 7.5 и 7.6. Зарядная мощность q_0 подсчитана для ВЛ 110—330 кВ по среднеэксплуатационному напряжению $1,05 U_{ном}$, для ВЛ 500—1150 кВ — по $U_{ном}$. Усредненные среднегеометрические расстояния между фазами приняты следующие:

Класс напряжения, кВ	35	110	150	220	330	500	750
Среднегеометрическое расстояние, м	3,5	5,0	6,5	8,0	11,0	14,0	19,5

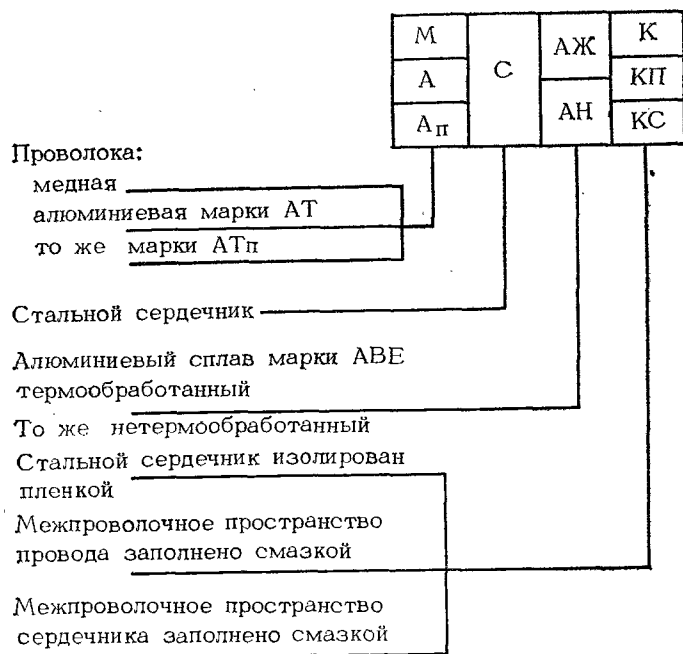


Рис. 7.1. Обозначение марок проводов ВЛ

Потери активной мощности на нагрев в ВЛ ориентировочно можно определять по кривым, приведенным на рис. 7.2—7.6 при $\cos \varphi = 0,9$. При другом $\cos \varphi$ значения потерь умножают на $0,81/\cos^2 \varphi$.

Расчетные годовые потери энергии и среднегодовые потери мощности на корону для районов Северного Казахстана (минимальные) и Сибири (максимальные), подсчитанные для условий равенства рабочего напряжения номинальному, приведены в табл. 7.7.

Экономические токовые интервалы для выбора сечений проводов ВЛ 35—750 кВ и соответствующие им экономические интервалы мощности для ВЛ 35—750 кВ со сталеалюминиевыми проводами для полной и сокращенной номенклатуры сечений даны в табл. 7.8—7.11. Методика выбора сечений проводов ВЛ приведена в § 4.10.

Значения допустимого по нагреву тока для неизолированных сталеалюминиевых проводов и соответствующие им значения допустимой мощности даны в табл. 7.12. Приведенные значения токов и мощностей соответствуют допустимой температуре нагрева провода $+70^\circ\text{C}$ при температуре воздуха $+25^\circ\text{C}$. Поправочные коэффициенты к табл. 7.12 на температуру воздуха приведены в табл. 7.13. Допустимая мощность подсчитана при $1,05 U_{ном}$, $\cos \varphi = 0,9$.

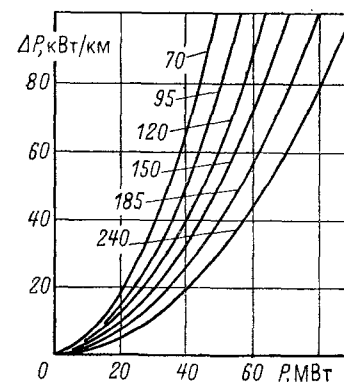
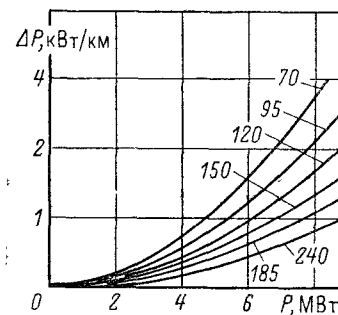
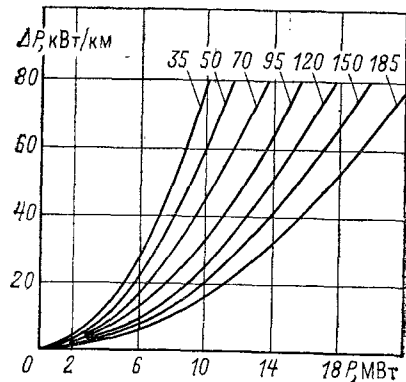
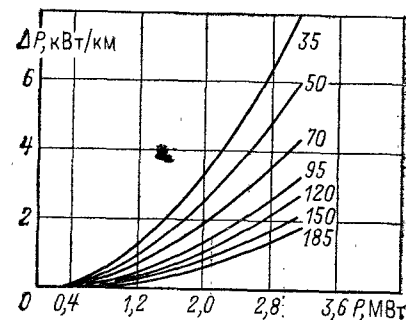


Рис. 7.2. Удельные потери активной мощности в линиях 35 кВ

Рис. 7.3. Удельные потери активной мощности в линиях 110 кВ

Таблица 7.1. Расчетные данные сталеалюминиевых проводов марок АС, АпС, АСК, АпСК, АСКП, АпСКП, АСКС, АпСКС по ГОСТ 839-80

Номинальное сечение, мм ² (алюминий/сталь)	Сечение, мм ²		Диаметр, мм		Электрическое сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км, не более	Разрывное усилие провода, Н, не менее, из алюминиевой проволоки марки		Масса, кг/км						
	алюминия	стали	провода	стального сердечника		АТ	АТп	алюминия	стали	провода (без смазки)	смазки для проводов марок		Смазки/пленки для проводов марок АСК, АпСК	
											АСК, АпСКС	АСКП, АпСКП		
274	35/6,2	36,9	6,15	8,4	2,8	0,790	—	13 524	100	48	148	2,5	2,5	—/0,84
	50/8,0	48,2	8,04	9,6	3,2	0,603	16 639	17 112	132	63	195	3,0	3,0	—/0,84
	70/11	68,0	11,3	11,4	3,8	0,429	23 463	24 130	188	88	276	4,5	4,5	1/1,12
	70/72	68,4	72,2	15,4	11,0	0,428	—	96 826	188	567	755	38	38	19/3
	95/16	95,4	15,9	13,5	4,5	0,306	32 433	33 369	261	124	385	6,0	6,0	—/1,4
	95/141	91,2	141,0	19,8	15,4	0,321	—	180 775	251	1106	1357	69	63	25/4
	120/19	118,0	18,8	15,2	5,6	0,249	—	41 521	324	147	471	11	35	9/2
	120/27	114,0	26,6	15,4	6,6	0,253	—	49 465	320	208	528	14	37	12/2
	150/19	148,0	18,8	16,8	5,6	0,199	—	46 307	407	147	554	12	42	9/2
	150/24	149,0	24,2	17,1	6,3	0,198	—	52 279	409	190	599	14	44	11/2
	150/34	147,0	34,3	17,5	7,5	0,201	—	62 643	406	269	675	18	48	15/2
	185/24	187,0	24,2	18,9	6,3	0,157	56 241	58 075	515	190	705	14	53	11/2
	185/29	181,0	29,0	18,8	6,9	0,162	59 634	62 055	500	228	728	16	52	13/2
	185/43	185,0	43,1	19,6	8,4	0,158	—	77 767	509	337	846	23	61	18/2
	185/128	187,0	128,0	23,1	14,7	0,158	—	183 816	517	1008	1525	63	85	23/4
	240/32	244,0	31,7	21,6	7,2	0,121	726 57	75 050	673	248	921	17	74	14/2
	240/39	236,0	38,6	21,6	8,0	0,124	78 581	80 895	650	302	952	22	74	16/2
	240/56	241,0	56,3	22,4	9,6	0,122	99 889	98 253	665	441	1106	30	78	22/3
18*	300/39	301,0	38,6	24,0	8,0	0,098	89 160	90 574	830	302	1132	22	87	16/2
	300/48	295,0	47,8	24,1	8,9	0,099	97 762	100 623	812	374	1186	27	87	19/3
	300/66	288,5	65,8	24,5	10,5	0,102	123 426	126 230	796	517	1313	37	95	17/3
	300/67	288,5	67,3	24,5	10,5	0,103	114 696	117 520	796	527	1323	37	95	17/3
	300/204	298,0	204,0	29,2	18,6	0,099	—	284 579	823	1005	2428	102	150	34/5
	330/30	335,0	29,1	24,8	6,9	0,088	84 561	87 848	924	228	1152	16	112	12/2
	330/43	332,0	43,1	25,2	8,4	0,089	—	103 784	918	337	1255	23	113	18/3
	400/18	387,0	18,8	26,0	5,6	0,078	81 864	85 600	1052	147,6	1199	12	131	10/2
	400/22	394,0	22,0	26,6	6,0	0,075	—	95 115	1089	172	1261	12	135	10/2
	400/51	394,0	51,1	27,5	9,2	0,075	115 385	120 481	1090	400	1490	28	134	21/3
	400/64	390,0	63,5	27,7	10,2	0,075	125 368	129 183	1074	498	1572	35	135	25/3
	400/93	406,0	93,2	29,1	12,5	0,072	169 737	173 715	1119	732	1851	53	149	23/4
	450/56	434,0	56,3	28,8	9,6	0,068	127 114	131 370	1199	441	1640	30	145	22/3
	500/26	502,0	26,6	30,0	6,6	0,059	107 275	112 188	1384	208	1592	15	158	12/2
	500/27	481,0	26,6	29,4	6,6	0,061	106 392	112 548	1329	208	1537	15	152	12/2
	500/64	490,0	63,5	30,6	10,2	0,060	143 451	148 257	1354	498	1852	33	163	25/3
	500/204	496,0	204,0	34,5	18,6	0,060	312 312	319 609	1374	1605	2979	105	230	20/3
	500/336	490,0	336,0	37,5	23,9	0,060	461 825	466 649	1355	2650	4005	168	270	43/6
500/71	549,0	71,2	32,4	10,8	0,054	160 780	166 164	1518	558	2076	38	184	27/3	
600/72	580,0	72,2	33,2	11,0	0,051	178 148	183 835	1603	567	2170	39	194	19/3	
650/79	634,0	78,9	34,7	11,5	0,046	192 369	200 451	1752	620	2372	42	230	20/3	
700/86	687,0	85,9	36,2	12,0	0,043	209 010	217 775	1900	675	2575	46	253	21/3	
750/93	748,0	93,2	37,7	12,5	0,039	227 114	234 450	2068	732	2800	49	272	23/4	
800/105	821,0	105,0	39,7	13,3	0,036	252 023	260 073	2269	823	3092	57	310	25/4	
1000/56	1003,2	56,3	42,4	9,6	0,029	214 211	224 047	2769	441	3210	30	355	22/3	
275	300/39	301,0	38,6	24,0	8,0	0,098	89 160	90 574	830	302	1132	22	87	16/2
	300/48	295,0	47,8	24,1	8,9	0,099	97 762	100 623	812	374	1186	27	87	19/3
	300/66	288,5	65,8	24,5	10,5	0,102	123 426	126 230	796	517	1313	37	95	17/3
	300/67	288,5	67,3	24,5	10,5	0,103	114 696	117 520	796	527	1323	37	95	17/3
	300/204	298,0	204,0	29,2	18,6	0,099	—	284 579	823	1005	2428	102	150	34/5
	330/30	335,0	29,1	24,8	6,9	0,088	84 561	87 848	924	228	1152	16	112	12/2
	330/43	332,0	43,1	25,2	8,4	0,089	—	103 784	918	337	1255	23	113	18/3
	400/18	387,0	18,8	26,0	5,6	0,078	81 864	85 600	1052	147,6	1199	12	131	10/2
	400/22	394,0	22,0	26,6	6,0	0,075	—	95 115	1089	172	1261	12	135	10/2
	400/51	394,0	51,1	27,5	9,2	0,075	115 385	120 481	1090	400	1490	28	134	21/3
	400/64	390,0	63,5	27,7	10,2	0,075	125 368	129 183	1074	498	1572	35	135	25/3
	400/93	406,0	93,2	29,1	12,5	0,072	169 737	173 715	1119	732	1851	53	149	23/4
	450/56	434,0	56,3	28,8	9,6	0,068	127 114	131 370	1199	441	1640	30	145	22/3
	500/26	502,0	26,6	30,0	6,6	0,059	107 275	112 188	1384	208	1592	15	158	12/2
	500/27	481,0	26,6	29,4	6,6	0,061	106 392	112 548	1329	208	1537	15	152	12/2
	500/64	490,0	63,5	30,6	10,2	0,060	143 451	148 257	1354	498	1852	33	163	25/3
	500/204	496,0	204,0	34,5	18,6	0,060	312 312	319 609	1374	1605	2979	105	230	20/3
	500/336	490,0	336,0	37,5	23,9	0,060	461 825	466 649	1355	2650	4005	168	270	43/6
500/71	549,0	71,2	32,4	10,8	0,054	160 780	166 164	1518	558	2076	38	184	27/3	
600/72	580,0	72,2	33,2	11,0	0,051	178 148	183 835	1603	567	2170	39	194	19/3	
650/79	634,0	78,9	34,7	11,5	0,046	192 369	200 451	1752	620	2372	42	230	20/3	
700/86	687,0	85,9	36,2	12,0	0,043	209 010	217 775	1900	675	2575	46	253	21/3	
750/93	748,0	93,2	37,7	12,5	0,039	227 114	234 450	2068	732	2800	49	272	23/4	
800/105	821,0	105,0	39,7	13,3	0,036	252 023	260 073	2269	823	3092	57	310	25/4	
1000/56	1003,2	56,3	42,4	9,6	0,029	214 211	224 047	2769	441	3210	30	355	22/3	

Таблица 7.2. Расчетные данные алюминиевых проводов марок А, Ап, АКП, АлКП, АлКП по ГОСТ 839-80

Номинальное сечение, мм ²	Сечение, мм ²	Диаметр провода, мм	Электрическое сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км, не более	Разрывное усилие провода, Н, не менее, из алюминиевой проволоки марок		АТп	АТ	Масса, кг/км	
				АТ	АТп			провода без смазки	смазки для проводов АКП, АлКП
35	34,5	7,5	0,850	—	7600*7198	5913*/5609	94	0,5	
50	49,5	9,0	0,588	7600*7198	10 640/10 081	8198/7767	135	0,5	
70	69,3	10,7	0,420	10 640/10 081	—	11 288/10 699	189	1,0	
95	92,4	12,3	0,315	13 768/13 043	—	14 612/13 856	252	1,0	
120	117,0	14,0	0,251	—	22 751	19 623	321	16,0	
150	148,0	15,8	0,198	—	—	24 124	406	20,0	
185	182,8	17,5	0,161	0,161	28 125	29 832	502	25,0	
240	238,7	20,0	0,123	0,123	36 686	37 844	655	33,0	
300	288,3	22,1	0,102	0,102	44 267	46 954	794	54,0	
350	345,8	24,2	0,085	0,085	53 191	56 408	952	65,0	
400	389,2	25,6	0,076	0,076	59 800	63 420	1072	73,0	
450	449,1	27,3	0,067	0,067	67 940	69 760	1378	84,0	
500	500,4	29,1	0,059	0,059	74 531	79 189	1378	94,0	
550	544,0	30,3	0,054	0,054	83 590	88 660	1500	117,0	
600	586,8	31,5	0,050	0,050	90 170	95 632	1618	126,0	
650	641,7	32,9	0,046	0,046	98 603	104 575	1771	138,0	
700	691,7	34,2	0,042	0,042	106 292	112 725	1902	149,0	
750	747,4	35,6	0,039	0,039	114 902	118 324	2062	161,0	
800	805,2	36,9	0,036	0,036	119 981	127 483	2920	173,0	

* При отсутствии сварок отдельных проводов.

Таблица 7.3. Расчетные данные проводов из алюминиевого сплава марок АЖ, АН, АЖКП, АНКП по ГОСТ 839-80

Номинальное сечение, мм ²	Сечение, мм ²	Диаметр провода, мм	Электрическое сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км, не более		Разрывное усилие провода, Н, не менее		Масса, кг/км	
			АЖ, АЖКП	АН, АНКП	АЖ, АЖКП	АН, АНКП	провода без смазки	смазки для проводов АЖКП, АНКП
35	34,3	7,5	0,977	0,902	9600	7031	94	0,5
50	49,5	9,0	0,676	0,624	13 827	10 140	135	0,5
120	117,0	14,0	0,289	0,266	32 685	23 967	321	16,0
150	148,0	15,8	0,229	0,211	41 363	30 331	406	20,0
185	182,3	17,5	0,185	0,170	51 062	37 451	502	25,0

Таблица 7.4. Рекомендуемая область применения проводов различных марок

Область применения	Марка провода	Номинальное сечение, мм ²	Отношение сечений алюминиевой части и стального сердечника
Районы с толщиной стенки гололеда до 20 мм	АС	До 185	6—6,25
	АЖ	240 и более	7,71—8,04
Районы с толщиной стенки гололеда более 20 мм	АС	120—185	—
	АС	До 95	6
	АСК, АСКС, АСКП	120—400	4,29—4,39
	АСК, АСКС, АСКП	450 и более	7,71—8,04
	АСК, АСКС, АСКП	120—300	6,11—6,25
На побережье морей, соленых озер, в районе засоленных песков, в промышленных районах, где сталеалюминиевые провода разрушаются от коррозии ¹	АСК, АСКС, АСКП	—	—
Сети сельскохозяйственного назначения напряжением до 110 кВ	А	50—240	—
	АЖ	50—185	—

¹ При отсутствии данных эксплуатации ширина полосы побережья принимается равной 5 км, а расстояние от промпредприятий — 1,5 км.

Таблица 7.5. Расчетные данные ВЛ 35—150 кВ со сталеалюминиевыми проводами (на 100 км)

Номинальное сечение провода, мм ²	r ₀ , Ом, при +20 °С	35 кВ		110 кВ		150 кВ		
		X ₀ , Ом	X ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ См	q ₀ , Мвар	X ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ См	q ₀ , Мвар
70/11	42,8	43,2	44,4	2,55	3,40	46,0	2,46	5,50
95/16	30,6	42,1	43,4	2,61	3,50	45,0	2,52	5,70
120/19	24,9	41,4	42,7	2,66	3,55	44,1	2,56	5,80
150/24	19,8	40,6	42,0	2,70	3,60	43,4	2,61	5,90
185/29	16,2	—	41,3	2,75	3,70	42,9	2,64	5,95
240/32	12,0	—	40,5	2,81	3,75	42,0	2,70	6,10

Таблица 7.8. Экономические интервалы токовых нагрузок для сталеалюминиевых проводов ВЛ 35—750 кВ (при полной номенклатуре сечений)

Напря- жение, кВ	Тип опор	Материал опор	Район по голо- леду	Предельная экономическая нагрузка на одну цепь, А, при сечении, мм ²								
				70	95	120	150	185	240	300	400	500
Объединенные энергосистемы европейской зоны ЕЭС СССР												
35	Одноцепные	Железобетон	I—II	—	100	155	200	—	—	—	—	—
			III—IV	—	95	140	200	—	—	—	—	—
		Сталь	I—II	70	125	135	200	—	—	—	—	—
			III—IV	—	115	125	200	—	—	—	—	—
	Двухцепные	Железобетон	I—II	80	115	170	180	—	—	—	—	—
			III—IV	65	90	165	180	—	—	—	—	—
	Сталь	I—II	75	125	140	180	—	—	—	—	—	
		III—IV	55	100	120	180	—	—	—	—	—	
110	Одноцепные	Железобетон	I—II	55	—	135	185	220	370	—	—	—
			III—IV	—	—	125	150	230	370	—	—	—
		Сталь	I—II	55	115	—	185	215	370	—	—	—
			III—IV	—	85	110	165	200	370	—	—	—
	Двухцепные	Железобетон	I—II	65	105	150	190	215	340	—	—	—
			III—IV	55	80	150	170	210	340	—	—	—
	Сталь	I—II	60	115	—	205	220	340	—	—	—	
		III—IV	45	90	110	180	210	340	—	—	—	
220	Одноцепные	Железобетон, сталь	I—IV	—	—	—	—	—	280	385	480	700
220	Двухцепные	Железобетон, сталь	I—IV	—	—	—	—	—	305	375	460	680
330	Одноцепные	Железобетон, сталь	I—IV	—	—	—	—	—	500	800	940	1350
500	Одноцепные	Железобетон, сталь	II—IV	—	—	—	—	—	—	1120	1545	2000
750	Одноцепные	Сталь	II—IV	—	—	—	—	—	—	1620	Свыше 1620	—

ОЭС Казахстана и Средней Азии

35	Одноцепные	Железобетон	I—II	—	110	170	220	—	—	—	—	—
			III—IV	—	90	160	220	—	—	—	—	—
		Сталь	I—II	85	130	150	220	—	—	—	—	—
			III—IV	—	110	140	220	—	—	—	—	—
	Двухцепные	Железобетон	I—II	100	130	185	200	—	—	—	—	—
			III—IV	85	95	180	200	—	—	—	—	—
	Сталь	I—II	95	145	150	200	—	—	—	—	—	
		III—IV	70	100	135	200	—	—	—	—	—	
110	Одноцепные	Железобетон	I—II	55	—	150	200	235	400	—	—	—
			III—IV	—	—	140	160	250	400	—	—	—
		Сталь	I—II	55	120	—	200	230	400	—	—	—
			III—IV	—	95	115	175	215	400	—	—	—
	Двухцепные	Железобетон	I—II	65	110	165	205	230	380	—	—	—
			III—IV	55	85	160	190	225	380	—	—	—
	Сталь	I—II	65	125	—	225	240	380	—	—	—	
		III—IV	45	100	120	195	230	380	—	—	—	

На- пря- жение, кВ	Тип опор	Материал опор	Район по голо- леду	Предельная экономическая нагрузка на одну цепь, А, при сечении, мм ²								
				70	95	120	150	185	240	300	400	500
220	Одноцепные	Железобетон, сталь	I—IV	—	—	—	—	—	305	420	520	720
	Двухцепные	Железобетон, сталь	I—IV	—	—	—	—	—	330	405	495	700
500	Одноцепные	Железобетон, сталь	II—IV	—	—	—	—	—	—	1190	1640	2150

ОЭС Сибири

35	Одноцепные	Железобетон	I—II	—	100	165	250	—	—	—	—	—
			III—IV	—	90	155	250	—	—	—	—	—
		Сталь	I—II	75	120	145	250	—	—	—	—	—
			III—IV	—	105	135	250	—	—	—	—	—
	Двухцепные	Железобетон	I—II	80	150	220	230	—	—	—	—	—
			III—IV	75	110	210	230	—	—	—	—	—

110	Одноцепные	Железобетон	I—II	75	165	175	230	—	—	—	—	—
			III—IV	65	115	160	230	—	—	—	—	—
		Сталь	I—II	50	—	165	230	270	450	—	—	—
			III—IV	—	—	155	175	285	450	—	—	—
110	Двухцепные	Железобетон	I—II	55	135	—	230	265	450	—	—	—
			III—IV	—	100	125	200	240	450	—	—	—
		Сталь	I—II	70	125	190	240	265	430	—	—	—
			III—IV	55	85	185	215	250	430	—	—	—
220	Одноцепные	Железобетон	I—IV	—	—	—	—	—	380	515	630	800
	Двухцепные	»	I—IV	—	—	—	—	—	385	490	595	780
500	Одноцепные	»	II—IV	—	—	—	—	—	—	1450	2040	2600
		Сталь										

Примечания: 1. Определение расчетного тока см. § 4.10.

2. Количество проводов в фазе принято: для ВЛ 35—220 кВ 1, 330 кВ 2, 500 кВ 3, 750 кВ 4.

Таблица 7.9. Экономические интервалы токовых нагрузок для сталеалюминиевых проводов ВЛ 35—750 кВ (при сокращенной номенклатуре сечений)

Напряжение, кВ	Тип опор	Материал опор	Район по гололеду	Предельная экономическая нагрузка на одну цепь, А, при сечении, мм ²					
				70	120	240	300	400	
Объединенные энергосистемы европейской зоны ЕЭС СССР									
284	35	Одноцепные	Железобетон	I—II	80	180	—	—	—
			Сталь	III—IV	—	180	—	—	—
	Двухцепные	Железобетон	I—II	100	180	—	—	—	
			III—IV	75	180	—	—	—	
		Сталь	I—II	95	160	—	—	—	
			III—IV	80	160	—	—	—	
	110	Одноцепные	Железобетон	I—II	55	180	370	—	—
				III—IV	—	175	370	—	—
		Сталь	I—II	80	170	370	—	—	
			III—IV	50	160	370	—	—	
	110	Двухцепные	Железобетон	I—II	80	185	340	—	—
				III—IV	65	175	340	—	—
Сталь		I—II	85	180	340	—	—		
		III—IV	65	170	340	—	—		
220	Одноцепные	Железобетон, сталь	I—IV	—	—	335	—	630	
	Двухцепные	То же	I—IV	—	—	340	—	630	
330	Одноцепные	» »	I—IV	—	—	660	—	1300	
500	»	» »	II—IV	—	—	—	1120	2000	
750	»	Сталь	II—IV	—	—	—	1620	свыше 1620	

ОЭС Казахстана и Средней Азии

35	Одноцепные	Железобетон	I—II	85	200	—	—	—
----	------------	-------------	------	----	-----	---	---	---

285	110	Двухцепные	Сталь	III—IV	—	200	—	—	—
			Сталь	I—II	125	200	—	—	—
		Железобетон	III—IV	85	200	—	—	—	
			I—II	130	180	—	—	—	
	Одноцепные	Железобетон	III—IV	100	180	—	—	—	
			I—II	115	180	—	—	—	
		Сталь	III—IV	110	180	—	—	—	
			I—II	55	195	400	—	—	
	Двухцепные	Железобетон	III—IV	—	185	400	—	—	
			I—II	85	180	400	—	—	
		Сталь	III—IV	55	170	400	—	—	
			I—II	85	200	380	—	—	
220	Одноцепные	Железобетон, сталь	III—IV	65	190	380	—	—	
			I—II	90	195	380	—	—	
	Двухцепные	То же	III—IV	70	180	380	—	—	
			I—IV	—	—	365	—	680	
500	Одноцепные	» »	I—IV	—	—	370	—	680	
	Одноцепные	» »	II—IV	—	—	—	1190	2150	

ОЭС Сибири

285	35	Одноцепные	Железобетон, сталь	I—II	80	220	—	—	—
				III—IV	—	220	—	—	—
		Сталь	I—II	100	220	—	—	—	
			III—IV	60	220	—	—	—	
	Двухцепные	Железобетон	I—II	105	200	—	—	—	
			III—IV	90	200	—	—	—	
		Сталь	I—II	105	200	—	—	—	
			III—IV	80	200	—	—	—	
	110	Одноцепные	Железобетон	I—II	50	225	450	—	—
				III—IV	—	210	450	—	—
		Сталь	I—II	90	210	450	—	—	
			III—IV	45	190	450	—	—	
110	Двухцепные	Железобетон	I—II	90	230	430	—	—	
			III—IV	65	215	430	—	—	

Напря- жение, кВ	Тип опор	Материал опор	Район по гололеду	Предельная экономическая нагрузка на одну цепь А, при сечении, мм ²				
				70	120	240	300	400
220	Одноцепные	Сталь	I—II	100	225	430	—	—
		Железобетон, сталь	III—IV	70	205	430	—	—
500	Двухцепные Одноцепные	То же	I—IV	—	—	445	—	720
		» »	I—IV	—	—	440	—	720
			II—IV	—	—	—	1455	2600

Примечания. См. приложения к табл. 7.8.

Таблица 7.10. Экономические интервалы мощности для сталеалюминиевых проводов ВЛ 35—500 кВ
(при полной номенклатуре сечений)

Напря- жение, кВ	Тип опор	Материал опор	Район по гололеду	Предельная экономическая мощность одной це- пи, МВт, при сечении, мм ²								
				70	95	120	150	185	240	300	400	500

Объединенные энергосистемы европейской зоны ЕЭС СССР

35	Одноцепные	Железобетон	I—II	—	5,5	8,4	11,0	—	—	—	—	—
			III—IV	—	5,2	7,6	11,0	—	—	—	—	
	Двухцепные	Железобетон	I—II	3,8	6,8	7,4	11,0	—	—	—	—	—
			III—IV	—	6,3	6,8	11,0	—	—	—	—	
			I—II	4,4	6,3	9,3	10,0	—	—	—	—	
			III—IV	3,5	4,9	9,0	10,0	—	—	—	—	
Сталь	I—II	4,0	6,8	7,6	10,0	—	—	—	—	—		

110	Одноцепные	Железобетон	III—IV	3,0	5,5	6,5	10,0	—	—	—	—	—
			I—II	9,4	—	23,2	31,7	37,8	63,5	—	—	—
	Двухцепные	Железобетон	III—IV	—	—	21,5	25,7	39,5	63,5	—	—	—
			I—II	9,4	19,7	—	31,7	36,9	63,5	—	—	—
			III—IV	—	14,6	18,9	28,3	34,3	63,5	—	—	—
			I—II	11,1	18,0	25,7	32,6	36,9	58,3	—	—	—
Сталь	I—II	9,4	13,7	—	29,2	36,0	58,3	—	—	—		
	III—IV	10,3	19,7	—	35,2	37,8	58,3	—	—	—		
220	Одноцепные	Железобетон, сталь	I—IV	—	—	—	—	—	96	132	165	240
	Двухцепные	То же	I—IV	—	—	—	—	—	105	130	158	230
330	Одноцепные	» »	I—IV	—	—	—	—	—	245	390	460	660
500	»	Железобетон	II—IV	—	—	—	—	—	—	920	1270	1650

ОЭС Казахстана и Средней Азии

35	Одноцепные	Железобетон	I—II	4,6	6,0	9,3	12,0	—	—	—	—	—
			III—IV	—	4,9	8,7	12,0	—	—	—	—	
			Сталь	I—II	4,6	7,1	8,2	12,0	—	—	—	—
35	Двухцепные	Железобетон	III—IV	—	6,0	7,6	12,0	—	—	—	—	
			I—II	5,5	7,0	10,0	11,0	—	—	—	—	
			Сталь	I—II	5,2	7,9	8,2	11,0	—	—	—	—
110	Одноцепные	Железобетон	III—IV	3,8	5,5	7,4	11,0	—	—	—	—	
			I—II	9,4	—	25,7	34,3	40,3	68,6	—	—	
			III—IV	—	—	24,0	27,5	43,0	68,6	—	—	
	Двухцепные	Железобетон	I—II	9,4	20,6	—	34,3	39,5	68,6	—	—	
			III—IV	—	16,3	19,7	30,0	36,9	68,6	—	—	
			Сталь	I—II	11,1	18,9	28,3	35,2	39,5	65,2	—	—
Сталь	I—II	9,4	14,6	—	27,5	32,6	38,6	65,2	—	—		
	III—IV	11,1	21,5	—	38,6	41,2	65,2	—	—			
	III—IV	7,7	17,2	20,6	33,5	39,5	65,2	—	—			

Напря- жение, кВ	Тип опор	Материал опор	Район по гололеду	Предельная экономическая мощность одной цепи, МВт, при сечении, мм ²								
				70	95	120	150	185	240	300	400	500
220 500	Одноцепные	Железобетон, сталь	I—IV	—	—	—	—	—	105	144	178	245
	Двухцепные	То же	I—IV	—	—	—	—	—	113	140	170	238
	Одноцепные	» »	II—IV	—	—	—	—	—	—	980	1350	1770

ОЭС Сибири

288

35	Одноцепные	Железобетон	I—II	4,0	5,5	9,0	13,6	—	—	—	—	—
			III—IV	—	4,9	8,5	13,6	—	—	—	—	—
			Сталь	I—II	4,0	6,5	7,9	13,6	—	—	—	—
	Двухцепные	Железобетон	I—II	4,4	8,2	12,0	12,5	—	—	—	—	—
			III—IV	4,0	6,0	11,4	12,5	—	—	—	—	—
			Сталь	I—II	4,0	9,0	9,5	12,5	—	—	—	—
110	Одноцепные	Железобетон	I—II	8,6	—	28,3	39,5	46,3	77,2	—	—	—
			III—IV	—	—	26,6	30,0	48,9	77,2	—	—	—
			Сталь	I—II	9,4	23,2	—	39,5	45,5	77,2	—	—
	Двухцепные	Железобетон	I—II	12,0	21,5	32,6	41,2	45,5	73,8	—	—	—
			III—IV	9,4	14,6	31,7	36,9	43,0	73,8	—	—	—
			Сталь	I—II	12,0	24,0	—	45,5	46,3	73,8	—	—
220	Одноцепные	Железобетон, сталь	I—IV	—	—	—	—	—	130	177	216	272
	Двухцепные	То же	I—IV	—	—	—	—	—	132	168	204	265

19—137

500	Одноцепные	» »	II—IV	—	—	—	—	—	—	—	1195	1680	2140
-----	------------	-----	-------	---	---	---	---	---	---	---	------	------	------

Примечание. Предельная экономическая мощность определена при следующих условиях: коэффициент попадания в максимум $K_M=1$; продолжительность использования максимума $T_M=4000÷6000$ ч; $\cos \varphi=0,9$; среднее напряжение для ВЛ 35—220 кВ — $1,05U_{ном}$; для ВЛ 330—500 кВ — $U_{ном}$; нагрузка ВЛ за пределами 5-го года эксплуатации изменяется в диапазоне 1,0—1,4%. При других условиях следует пользоваться данными табл. 7.8, 7.9.

Таблица 7.11. Экономические интервалы мощности для сталеалюминевых проводов ВЛ 35—500 кВ (при сокращенной номенклатуре сечений)

Напря- жение, кВ	Тип опор	Материал опор	Район по гололеду	Предельная экономическая мощность одной цепи, МВт при сечении, мм ²				
				70	120	240	300	400

Объединенные энергосистемы европейской зоны ЕЭС СССР

289

35	Одноцепные	Железобетон	I—II	4,4	10,0	—	—	—
			III—IV	—	10,0	—	—	—
			Сталь	I—II	5,5	10,0	—	—
	Двухцепные	Железобетон	I—II	4,0	10,0	—	—	—
			III—IV	4,4	9,0	—	—	—
			Сталь	I—II	5,2	9,0	—	—
110	Одноцепные	Железобетон	I—II	4,4	9,0	—	—	—
			III—IV	5,5	9,0	—	—	—
			Сталь	I—II	9,5	31,0	63,6	—
	Двухцепные	Железобетон	I—II	—	30,1	63,6	—	—
			III—IV	—	30,1	63,6	—	—
			Сталь	I—II	13,8	29,8	63,6	—
110	Одноцепные	Железобетон	I—II	8,6	27,5	63,6	—	—
			III—IV	8,6	27,5	63,6	—	—
			Сталь	I—II	13,8	31,8	58,5	—
	Двухцепные	Железобетон	I—II	11,4	30,0	58,5	—	—
			III—IV	11,4	30,0	58,5	—	—
			Сталь	I—II	14,6	31,0	58,5	—
III—IV	11,4	29,2	58,5	—	—			

Напря- жение, кВ	Тип опор	Материал опор	Район по гололеду	Предельная экономическая мощность одной цепи, МВт, при сечении, мм ²				
				70	120	240	300	400
220	Одноцепные и двухцепные	Железобетон, сталь	I—IV	—	—	115	—	215
330		То же	I—IV	—	—	325	—	635
500		» »	II—IV	—	—	—	920	1650

ОЭС Казахстана и Средней Азии

35	Одноцепные	Железобетон	I—II	4,6	11,0	—	—	—
		Сталь	III—IV	—	11,0	—	—	—
35	Двухцепные	Железобетон	I—II	6,8	11,0	—	—	—
		Сталь	III—IV	4,6	11,0	—	—	—
110	Одноцепные	Железобетон	I—II	7,1	10,0	—	—	—
		Сталь	III—IV	5,5	10,0	—	—	—
		Железобетон	I—II	6,3	10,0	—	—	—
	Двухцепные	Железобетон	III—IV	6,0	10,0	—	—	—
		Сталь	I—II	9,5	33,5	68,8	—	—
		Железобетон	III—IV	—	31,8	68,8	—	—
19*	Одноцепные	Железобетон	I—II	14,6	31,0	68,8	—	—
		Сталь	III—IV	9,5	29,2	68,8	—	—
		Железобетон	I—II	14,6	34,4	65,4	—	—
	Двухцепные	Железобетон	III—IV	11,2	32,7	65,4	—	—
		Сталь	I—II	15,5	33,5	65,4	—	—
		Железобетон	III—IV	12,0	31,0	65,4	—	—

220	Одноцепные и двухцепные	Железобетон, сталь	I—IV	—	—	125	—	230
500	Одноцепные	То же	II—IV	—	—	—	975	1765

ОЭС Сибири

35	Одноцепные	Железобетон	I—II	4,4	12,0	—	—	—
		Сталь	III—IV	—	12,0	—	—	—
35	Двухцепные	Железобетон	I—II	5,5	12,0	—	—	—
		Сталь	III—IV	3,3	12,0	—	—	—
110	Одноцепные	Железобетон	I—II	5,7	11,0	—	—	—
		Сталь	III—IV	4,9	11,0	—	—	—
		Железобетон	I—II	5,7	11,0	—	—	—
	Двухцепные	Железобетон	III—IV	4,4	11,0	—	—	—
		Сталь	I—II	8,6	38,7	77,4	—	—
		Железобетон	III—IV	—	36,1	77,4	—	—
220	Одноцепные	Железобетон	I—II	15,5	36,1	77,4	—	—
		Сталь	III—IV	7,7	32,7	77,4	—	—
		Железобетон	I—II	15,5	39,6	74,0	—	—
	Двухцепные	Железобетон	III—IV	11,2	37,0	74,0	—	—
		Сталь	I—II	17,2	38,7	74,0	—	—
		Железобетон, сталь	III—IV	12,0	35,3	74,0	—	—
220	Одноцепные и двухцепные	Железобетон, сталь	I—IV	—	—	150	—	245
500	Одноцепные	То же	II—IV	—	—	—	1195	2130

Таблица 7.12. Допустимые дантельные токи и мощности для неизолированных сталеалюминиевых проводов марок АС, АСК, АСКП, АСКС при температуре воздуха +25 °С

Номинальное сечение, мм ²	Ток, А		Мощность, МВт, вне помещений при напряжении, кВ					
	вне помещений	внутри помещений	35	110	150	220	330	500
35/6,2	175	135	10,0	—	—	—	—	—
50/8	210	165	12,0	—	—	—	—	—
70/11	265	210	15,2	—	—	—	—	—
95/16	330	260	18,9	—	—	—	—	—
120/19	390	313	22,3	—	—	—	—	—
120/27	375	—	21,5	—	—	—	—	—
150/19	450	365	25,7	47,6	—	—	—	—
150/24	450	365	25,7	59,3	80,9	—	—	—
150/34	450	—	25,7	70,1	95,6	—	—	—
185/24	520	430	29,7	67,4	92,0	—	—	—
185/29	510	425	29,2	80,9	110,3	—	—	—
185/43	515	—	29,5	80,9	110,3	—	—	—
240/32	605	505	—	80,9	110,3	—	—	—
240/39	610	505	—	91,7	125,1	—	—	—
240/56	610	—	—	92,6	126,3	—	—	—
300/39	710	600	—	108,8	148,4	217	326	—
300/48	690	585	—	109,7	149,6	219	329	—
300/66	680	—	—	109,7	149,6	219	329	—
330/27	730	—	—	—	—	255	383	580
400/22	830	713	—	—	—	248	372	564
400/51	825	705	—	—	—	245	367	556
400/64	860	—	—	—	—	—	—	597
500/27	960	830	—	—	—	—	—	678
500/64	945	815	—	—	—	—	—	674
600/72	1050	920	—	—	—	—	—	703
700/86	1180	1040	—	—	—	—	—	785
			—	—	—	—	—	772

Примечания: 1. Для ВЛ 330 и 500 кВ мощность приведена на одна провод и должна быть увеличена в соответствии с количеством проводов в фазе.
2. Мощность рассчитана при $U=1,05U_{ном} \cdot \cos \varphi=0,9$.

3. Поправочные коэффициенты на температуру воздуха приведены в табл. 7.13.

Таблица 7.13. Поправочные коэффициенты на температуру воздуха для неизолированных проводов (к табл. 7.12)

Расчетная температура воздуха, °С	Нормированная температура провода, °С	Поправочные коэффициенты при температуре воздуха, °С											
		-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
+25	+70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,0	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

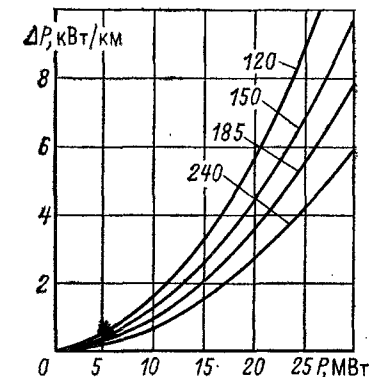
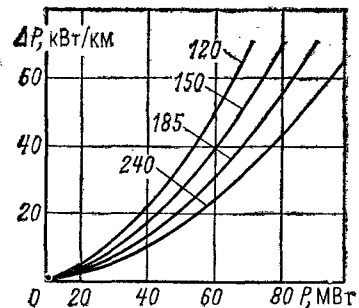


Рис. 7.4. Удельные потери активной мощности в линиях 150 кВ

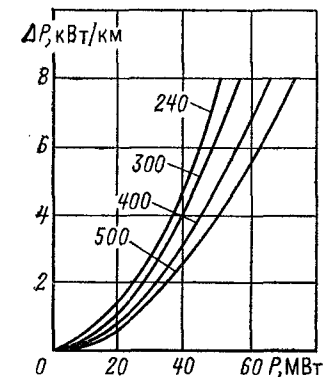
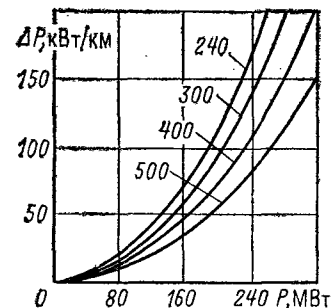


Рис. 7.5. Удельные потери активной мощности в линиях 220 кВ

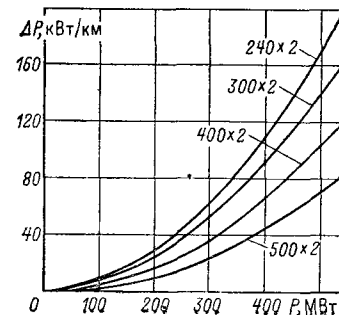
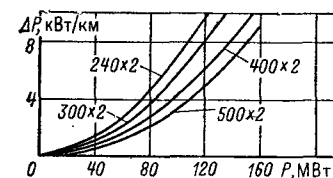


Рис. 7.6. Удельные потери активной мощности в линиях 330 кВ

7.2. КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ

Кабельные линии находят преимущественное применение в условиях промышленной и городской застройки, т. е. в районах, где прокладка трасс воздушных линий встречает большие затруднения. В городах и промышленных зонах кабельные линии прокладывают, как правило, в земле (траншеях) по непроезжей части улиц (под тротуарами) и по техническим полосам (газоны с кустарниковой посадкой). На территориях, насыщенных подземными коммуникациями, прокладку кабельных линий выполняют в коллекторах и туннелях. При пересечении проезжей части улиц кабельные линии прокладываются в блоках или трубах.

Основные типы силовых кабелей напряжением 6 кВ и выше приведены в табл. 7.14, а обозначение марок кабелей — на рис. 7.7. Стандартные сечения кабелей приведены в табл. 7.15—7.17.

В настоящее время применяются, как правило, кабели с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке. Для кабельных линий, прокладываемых в земле и воде, применяются бронированные кабели. Применение кабелей в свинцовой оболочке следует предусматривать для прокладки подводных линий, в шахтах, опасных по газу и пыли, для прокладки в особо опасных коррозионных средах. В остальных случаях при невозможности использовать кабели в алюминиевых или пластмассовых оболочках их замена на кабели в свинцовых оболочках требует специального обоснования. Марки кабелей, рекомендуемые для

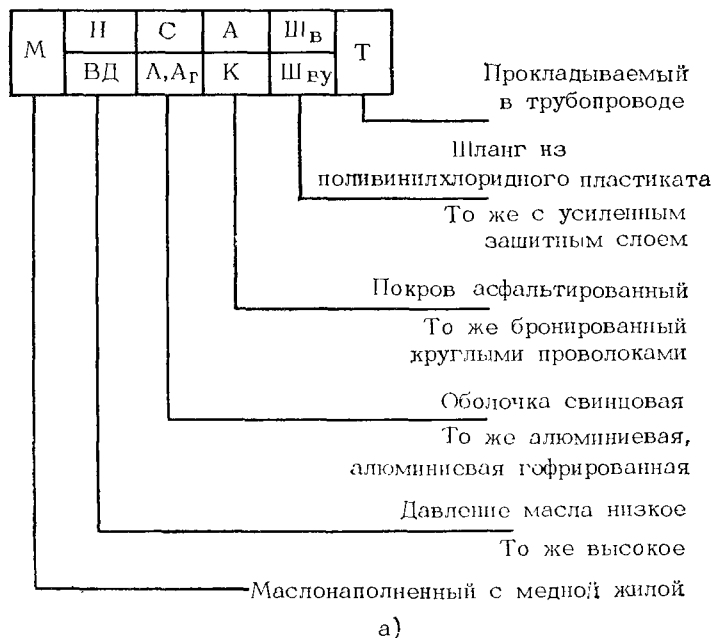
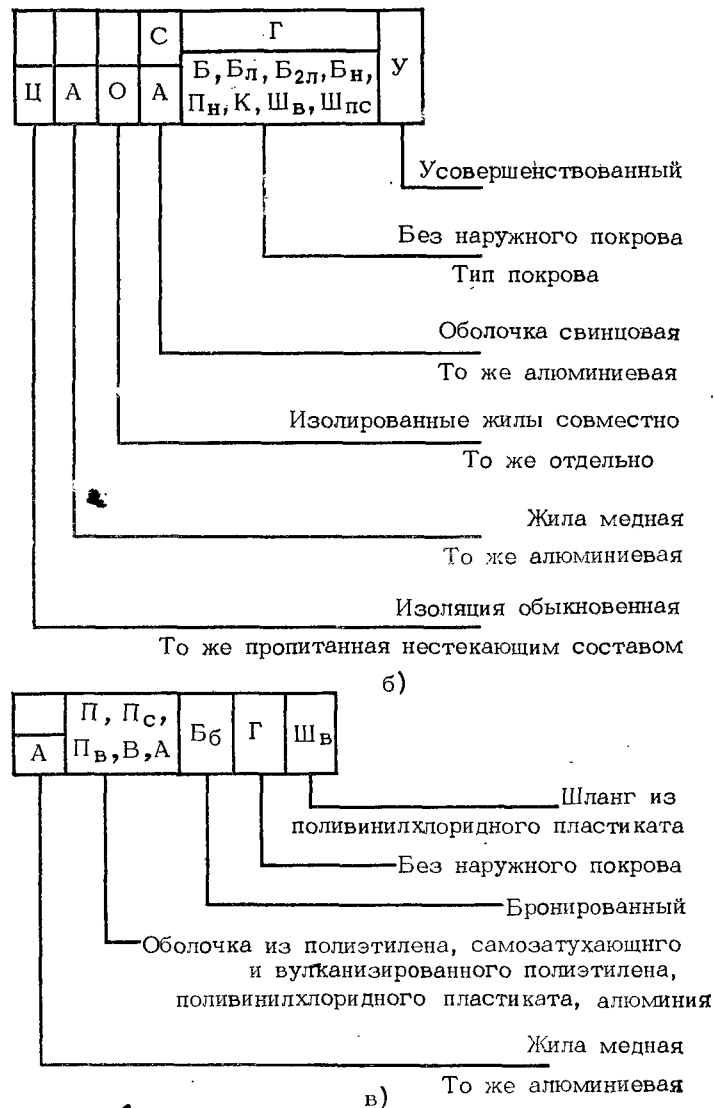


Рис. 7.7. Обозначение типов кабелей: а — маслонаполненных; б — с бумажной изоляцией и вязкой про-

кладки в земле (траншеях), в воздухе и воде, приведены в табл. 7.18—7.21.

Для кабелей с нормально пропитанной бумажной изоляцией наибольшая допустимая разность уровней между точками прокладки приведена в табл. 7.22.



типов кабелей: б — с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой; в — с пластмассовой изоляцией

Таблица 7.14. Основные типы кабелей

Изоляция	Исполнение
Резиновая пластмассовая	и Трехжильные с пластмассовой изоляцией, облегченные для электрификации сельского хозяйства 10 кВ
Бумажная	Трехжильные и одножильные 6—35 кВ Одножильные 110—220 кВ С вязкой пропиткой: с поясной изоляцией трехжильные 6—10 кВ трехжильные с отдельно свинцованными жилами 20—35 кВ Маслонаполненные: одножильные с центральным маслопроводящим каналом низкого и высокого давления 110—220 кВ трехжильные высокого давления в стальной трубе с маслом под давлением 110—220 кВ

Таблица 7.15. Стандартные сечения одножильных маслонаполненных кабелей 110—220 кВ

Марка кабеля	Напряжение, кВ	Сечение, мм ²
Низкого давления	110	120, 150, 185, 240, (270)
МНС, МНАШВ, МНАгШВ, МНСА, МНСШВ, МНАгШву, МНАШву, МНСК		300, (350), 400, 500, (550), 625, 800
МНСА, МНСШВ, МНАгШву, МНАШву, МНСК	220	300, (350), 400, 500, (550), 625, 800
Высокого давления МВДТ	110	120, 150, 185, 240, (270), 300, 400, 500, (550), 625, 700
	220	300, 400, 500, (550), 625, 700, 1200*
	330	400, 500, (550), 625, 700
	500	(550), 625, 700, 1000*

* Кабели, изготовление которых намечено освоить в 12-й пятилетке.

Примечание. Кабели с сечениями, указанными в скобках, изготавливаются по согласованию с заводом-изготовителем.

Таблица 7.16. Стандартные сечения кабелей с бумажной изоляцией, мм²

Кабели с жилами	Напряжение, кВ		35
	6,10	20	
медными	алюминиевыми		
С нормально пропитанной изоляцией			
—	ААГУ, ААШВУ, ААШнУ, ААШпсУ ААБлУ, ААБ2лУ, АСПУ, АСПлУ, АСБУ, АСБГУ, АСГУ, АСКлУ, АСБлУ, АСБ2лУ	10—240 10—240	120—400** —
СПУ, СПлУ, СБлУ, СБ2лУ, СБнУ, СБГУ, СГУ, СВУ, СКлУ	АСГ, ААГ, ААШВ, ААШп АОСК, АОСБ, АОСБн, АОСБГ АОСБУ, АОСБГУ, АОСКУ	— — —	— 25—400* 25—185 120—150*
СГ ОСК, ОСБ, ОСБн, ОСБГ ОСБУ, ОСБГУ, ОСКУ			

Пропитанные нестекающим составом

ЦСШВУ	ЦАСШВУ ЦААШВУ, ЦААШпсУ	— 25—185	120—400** 120—400**
ЦАСБлУ, ЦСПлУ, ЦСВУ, ЦСБГУ, ЦСБлУ, ЦСПнУ	ЦААБлУ, ЦАСПлУ, ЦАСБУ, ЦАСБГУ ЦАОСБУ, ЦАОСБГУ	25—185 25—185	— — 120—150*

* Кабели изготавливаются из трех изолированных жил в отдельной свинцовой оболочке.
** Кабели изготавливаются с одной жилой.

Таблица 7.17. Стандартные сечения кабелей с пластмассовой изоляцией, мм²

Кабель с жилами		Класс напряжения, кВ		
медными	алюминиевыми	6	110	220
—	АПвП*, АПвПс*, АПвВ*	—	270, 350,	350, 500, 625
ВВГ, ПВГ, ПсВГ, ПвВГ, ВБбШв, ПБбШв, ПсБбШв, ПвБбШв ВАШв, ПВАШв	АВВГ, АПВГ, АПсВГ, АПвВГ, АВБбШв, АПБбШв, АПсБбШв, АПвБбШв АВАШв, АПвАШв	10—240	500, 625, 800 —	800, 1000 —

* Изготавливаются с одной жилой.

Примечание. Завод-изготовитель выпускает кабели 110 кВ сечением 350 и 625 мм², выпуск кабелей 110 кВ остальных сечений и кабелей 220 кВ намечается освоить после 1985 г.

Таблица 7.18. Прокладка маслонаполненных кабелей и кабелей с пластмассовой изоляцией 110—220 кВ

Условия прокладки	На участках с разностью уровней не более 20—25 м без применения ступорных муфт		На участках без ограничения разности уровней	
	маслонаполненные	маслонаполненные	с пластмассовой изоляцией	с пластмассовой изоляцией
В туннелях и каналах зданий без применения механизированной прокладки	МНС, МНАШв, МНАгШв	—	—	АПвПс, АПвВ
В земле (траншеях), если кабель не подвергается растягивающим усилиям и внешним механическим воздействиям	МНСА, МНСШв, МНАгШву, МНАШву	—	—	АПвП, АПвПс
В земле, в болотистой местности, где требуется дополнительная механическая защита кабеля, под водой	МНСК	—	—	—
В стальном трубопроводе с маслом под давлением, прокладываемом в туннеле, земле и под водой	—	МВДТ	—	—

Таблица 7.19. Марки кабелей, рекомендуемых для прокладки в земле (траншеях)

Коррозионная активность земли	Кабель прокладывается на трассе	Марки кабелей		
		с бумажной пропитанной изоляцией		с пластмассовой и резиновой изоляцией и оболочкой
		в процессе эксплуатации не подвергающиеся растягивающим усилиям	в процессе эксплуатации подвергающиеся значительным растягивающим усилиям	в процессе эксплуатации не подвергающиеся растягивающим усилиям
Низкая	Без блуждающих токов С наличием блуждающих токов	ААШвУ, ААШпУ, ААБлУ, АСБУ, ААШпсУ, АОСБУ ААШвУ, ААШпУ, ААБ2лУ, ААШпсУ, АСБУ	АСПлУ, АСПУ	АВВГ, АПВГ, АПвВГ, АПБбШв, АПвБбШв, АВБбШв, АПсБбШв, АВАШв, АПвАШв, АПсВГ
Средняя	Без блуждающих токов С наличием блуждающих токов	ААШвУ, ААШпУ, ААБлУ, ААБ2лУ, АСБУ, АСБлУ, ААШпсУ, АОСБУ ААШпУ, ААШвУ, ААБ2лУ, АСБлУ, АСБ2лУ, ААШпсУ	АСПлУ, АСПУ	
Высокая	Без блуждающих токов	ААШпУ, ААШвУ, ААБ2лУ, АСБлУ, АСБ2лУ, ААШпсУ		
	С наличием блуждающих токов	ААШпУ, АСБ2лУ	—	

Примечания: 1. Кабели с пластмассовой изоляцией в алюминиевой оболочке не следует применять для прокладки на трассах с наличием блуждающих токов в грунтах с высокой коррозионной активностью.

2. При определении степени коррозионной активности среды к алюминиевым оболочкам кабелей следует руководствоваться требованиями ГОСТ 9.015-74.

3. Значительные растягивающие усилия возникают в процессе эксплуатации кабелей, проложенных в насыпных, болотистых, пучинистых и многолетнемерзлых грунтах, в воде, а также на вертикальных участках.

Т а б л и ц а 7.20. Марки кабелей, рекомендуемых для прокладки в воздухе

Область применения	С бумажной пропитанной изоляцией в металлической оболочке		С пластмассовой и резиновой изоляцией и оболочкой	
	при отсутствии опасности механических повреждений в эксплуатации	при наличии опасности механических повреждений в эксплуатации	при отсутствии опасности механических повреждений в эксплуатации	при наличии опасности механических повреждений в эксплуатации
300 Прокладка в помещениях (туннелях), каналах, кабельных полуэтажах, шахтах, коллекторах, производственных помещениях и др.:	сухих	АОСБГУ, ААШвУ, ААГУ, ААШпсУ	—	АВВГ, АПвВГ, АВБбШв, АВАШв
	сырых, частично затопливаемых, при наличии среды со слабой коррозионной активностью	ААШвУ, ААШпсУ	—	АВВГ, АПвВГ, АВБбШв, АВАШв
	сырых, частично затопливаемых, при наличии среды со средней и высокой коррозионной активностью	ААШвУ, ААШпсУ	—	АВВГ, АПвВГ, АВБбШв, АВАШв
	Прокладка в пожароопасных помещениях Прокладка во взрывоопасных зонах классов:	ААГУ, ААШвУ, АОСБГУ	—	АПсВг —

В-1, В-1а	СБГУ	—	ВВГ	АВБбЩв
В-1г, В-1и	АСБГУ, ААШпсУ, ААШвУ,	—	АВВГ	АВБбШв
В-1б, В-1аа	ААГУ, АСГУ, ААШвУ, ААШпсУ	—	АВВГ	АВБбШв
Прокладка на эстакадах: технологических	ААШвУ, ААШпсУ	—	АВВГ, АПсВГ, АПвВГ, АПВГ, АВАШв	АВАШв
	специальных кабельных	ААШвУ		—
301 по мостам	ААШвУ, ААШпсУ	—	—	—
Прокладка в блоках	СГУ, АСГУ	СГУ, АСГУ	АВВГ, АПсВГ, АПвВГ, АПВГ	

Т а б л и ц а 7.21. Марки кабелей, рекомендуемых для прокладки в воде и в шахтах

Условия прокладки	С бумажной пропитанной изоляцией в металлической оболочке		
	при отсутствии опасности механических повреждений в эксплуатации	в процессе эксплуатации не подвергаются значительным растягивающим усилиям	в процессе эксплуатации подвергаются значительным растягивающим усилиям
В воде	—	—	СКЛУ, АСКЛУ, ОСКУ, АОСКУ
В шахтах	ААШвУ, ААШпсУ,	СБнУ, ААШвУ, ААШпсУ	СПл

Разность уровней для кабелей с нестекающей пропиткой, пластмассовой и резиновой изоляцией не ограничивается.

Максимальная возможная разность уровней в маслонаполненных кабельных линиях низкого давления составляет 20—25 м. Для кабелей в стальных трубах под давлением масла возможная разность уровней между ступорными муфтами определяется минимально допустимым снижением давления масла в трубопроводе до 1,2 МПа. Нормальное давление масла принимается равным $(1,5 \pm 2\%)$ МПа, максимальное согласовывается с заводом-изготовителем.

Максимальные строительные длины силовых кабелей приведены в табл. 7.23.

Для маслонаполненных кабелей 110 кВ и выше стандартная строительная длина составляет до 800 м. Завод-изготовитель уточняет строительные длины таких кабелей в соответствии с проектом прокладки линии.

Расчетные данные кабелей приведены в табл. 7.24—7.26.

Выбор сечения кабельных линий производят по нормированным значениям плотности тока (табл. 7.27) в соответствии с методикой, изложенной в § 4.10. Экономическая мощность кабельных линий, подсчитанная по нормированной плотности тока, приведена в табл. 7.28—7.30. Сечение жил кабеля, выбранное по нормированным значениям плотности тока, должно удовлетворять условиям допустимого нагрева в нормальных и послеаварийных режимах работы.

В ряде случаев (например, при прокладке в воздухе) сечение кабеля определяется не нормированной плотностью тока, а допустимой длительной нагрузкой, которая (особенно для маслонаполненных кабелей) ниже экономической. Значение допустимого длительного тока для кабелей зависит от конструкции кабеля, условий прокладки, количества параллельно проложенных кабелей и расстояния между ними.

Для каждой кабельной линии должны быть установлены наибольшие допустимые токовые нагрузки, определяемые по участку трассы с наилучшими тепловыми условиями при длине участка не менее 10 м.

Допустимые длительные токовые нагрузки для разных марок кабелей напряжением до 35 кВ при различных условиях прокладки принимаются в соответствии с ПУЭ. В табл. 7.31—7.34 приведены допустимые длительные мощности кабельных линий, подсчитанные при среднем эксплуатационном напряжении $(1,05 U_{ном})$.

Допустимые длительные мощности соответствуют условию прокладки в земле одного кабеля. При прокладке нескольких кабелей вводятся поправочные коэффициенты: 0,9 — для двух кабелей, 0,8 — для четырех, 0,75 — для шести кабелей. При прокладке в воздухе и воде допустимые длительные мощности соответствуют любому количеству кабелей.

Длительно допустимые нагрузки для маслонаполненных кабелей в большой степени зависят от условий прокладки. Данные табл. 7.35 приведены для среднерасчетных условий и конструкций отечественных кабелей. Приведенные значения допустимой мощности соответствуют длинам, не превышающим 8—10 км. Для кабельных линий, длина которых превышает 10 км, определение допустимой передаваемой мощности производится специальным расчетом или ориентировочно по данным рис. 7.8.

Данные табл. 7.32 определены, исходя из температуры окружающей среды при прокладке кабеля в земле +15 °С и при прокладке в воздухе (туннеле) +25 °С. При другой температуре окружающей среды данные умножают на коэффициенты, приведенные в табл. 7.35.

Таблица 7.22. Допустимая наибольшая разность уровней прокладки кабелей, м, с нормально пропитанной изоляцией

Алюминиевая оболочка при напряжении, кВ		Свинцовая оболочка при напряжении, кВ
6	10—35	6—35
20	15	15

Таблица 7.23. Строительная длина силовых кабелей, м

Кабели	Напряжение, кВ		
	6—10	20—35	110—220
С пропитанной бумажной изоляцией сечением жилы, мм ² :			
до 70	450	—	—
95—120	400	250	—
150 и более	350	250	—
Маслонаполненные всех сечений	—	—	200—800
С пластмассовой изоляцией сечением жилы, мм ² :			
до 70	450	—	—
95—120	400	—	—
150 и более	350	—	500

Примечание. Строительная длина кабелей 110—220 кВ уточняется по согласованию с заводом-изготовителем.

Таблица 7.24. Удельные емкостные токи однофазного замыкания на землю кабелей 6—35 кВ с бумажной изоляцией с вязкой пропиткой, А/км

Сечение жилы, мм ²	Кабели с поясной изоляцией		Кабели с отдельно освинцованными жилами		Сечение жилы, мм ²	Кабели с поясной изоляцией		Кабели с отдельно освинцованными жилами	
	6 кВ	10 кВ	20 кВ	35 кВ		6 кВ	10 кВ	20 кВ	35 кВ
10	0,33	—	—	—	120	0,89	1,1	3,4	4,4
16	0,37	0,52	—	—	150	1,1	1,3	3,7	4,8
25	0,46	0,62	2,0	—	185	1,2	1,4	4,0	—
35	0,52	0,69	2,2	—	240	1,3	1,6	—	—
50	0,59	0,77	2,5	—	300	1,5	1,8	—	—
70	0,71	0,9	2,8	3,7	400	1,7	2,0	—	—
95	0,82	1,0	3,1	4,1	500	2,0	2,3	—	—

Таблица 7.25. Расчетные данные кабелей с бумажной изоляцией (на 1 км)

Сечение жилы, мм ²	r ₀ , Ом		6 кВ		10 кВ		20 кВ		35 кВ	
	Медь	Алюминий	X ₀ , Ом	q ₀ , квар	X ₀ , Ом	q ₀ , квар	X ₀ , Ом	q ₀ , квар	X ₀ , Ом	q ₀ , квар
10	1,84	3,1	0,11	2,3	—	—	—	—	—	—
16	1,15	1,94	0,102	2,6	0,113	5,9	—	—	—	—
25	0,74	1,24	0,091	4,1	0,099	8,6	0,135	24,8	—	—
35	0,52	0,89	0,087	4,6	0,095	10,7	0,129	27,6	—	—
50	0,37	0,62	0,083	5,2	0,09	11,7	0,119	31,8	—	—
70	0,26	0,443	0,08	6,6	0,086	13,5	0,116	35,9	0,137	86
95	0,194	0,326	0,078	8,7	0,083	15,6	0,110	40,0	0,126	95
120	0,153	0,258	0,076	9,5	0,081	16,9	0,107	42,8	0,120	99
150	0,122	0,206	0,074	10,4	0,079	18,3	0,104	47,0	0,116	112
185	0,099	0,167	0,073	11,7	0,077	20,0	0,101	51,0	0,113	115
240	0,077	0,129	0,071	13,0	0,075	21,5	0,098	52,8	0,111	119
300	0,061	0,103	—	—	—	—	0,095	57,6	0,097	127
400	0,046	0,077	—	—	—	—	0,092	64,0	—	—

Таблица 7.26. Расчетные данные маслонаполненных кабелей и кабелей с пластмассовой изоляцией 110—220 кВ (на 1 км)

Сечение жилы, мм ²	Маслонаполненные				С пластмассовой изоляцией					
	r ₀ , Ом	110 кВ		220 кВ		r ₀ , Ом	110 кВ		220 кВ	
		x ₀ , Ом	q ₀ , квар	x ₀ , Ом	q ₀ , квар		x ₀ , Ом	q ₀ , квар	x ₀ , Ом	q ₀ , квар
150	0,122	0,200	1180	0,160	3600	—	—	—	—	—
185	0,099	0,195	1210	0,155	3650	—	—	—	—	—
240	0,077	0,190	1250	0,152	3780	—	—	—	—	—
270	0,068	0,185	1270	0,147	3850	0,092	0,120	450	0,120	1100
300	0,061	0,180	1300	0,145	3930	—	—	—	—	—
350	0,051	0,175	1330	0,140	4070	0,086	0,116	755	0,116	1900
400	0,046	0,170	1360	0,135	4200	—	—	—	—	—
425	0,042	0,165	1370	0,132	4260	—	—	—	—	—
500	0,037	0,160	1420	0,128	4450	0,060	0,110	830	0,110	2100
550	0,032	0,155	1450	0,124	4600	—	—	—	—	—
625	0,029	0,150	1500	0,120	4770	0,048	0,1	1040	0,1	2600
700	0,026	0,145	1550	0,116	4920	—	—	—	—	—
800	0,022	0,140	1600	0,112	5030	0,040	0,1	1250	0,1	3700

Примечания: 1. Маслонаполненные кабели изготавливаются с медными жилами, кабели с пластмассовой изоляцией — с алюминиевыми жилами.
2. Маслонаполненные кабели 330 и 500 кВ имеют сечение медных жил 550 мм², x₀=0,032 Ом/км и следующие значения удельных параметров:

	330 кВ	500 кВ
x ₀ , Ом	0,075	0,044
q ₀ , квар	9000	17 000

Таблица 7.27. Нормированная плотность тока для кабелей, А/мм²

Тип кабеля и район	T _{max} , ч/год		
	1000—3000	3000—5000	Более 5000
Кабели с бумажной изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми:			
европейская часть СССР, Закавказье, Забайкалье и Дальний Восток	1,6	1,4	1,2
Центральная Сибирь, Казахстан и Средняя Азия	1,8	1,6	1,5
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми:			
европейская часть СССР, Закавказье, Забайкалье и Дальний Восток	1,9	1,7	1,6
Центральная Сибирь, Казахстан и Средняя Азия	2,2	2,0	1,9

Таблица 7.28. Экономическая мощность линий 6—35 кВ, выполненных кабелями с вязкой пропиткой, МВт

Сечение жилы, мм ²	Алюминиевые жилы											
	Медные жилы				Европейская часть СССР, Забайкалье, Закавказье и Дальний Восток				Центральная Сибирь, Казахстан и Средняя Азия			
	Напряжение, кВ											
	6	10	20	35	6	10	20	35	6	10	20	35
10	0,24	—	—	—	0,13	—	—	—	0,16	—	—	—
16	0,4	0,7	—	—	0,22	0,4	—	—	0,25	0,4	—	—
25	0,6	1,0	2,0	—	0,3	0,6	1,1	—	0,4	0,7	1,3	—
35	0,9	1,4	2,9	—	0,5	0,8	1,6	—	0,6	0,9	1,8	—
50	1,2	2,0	4,1	—	0,7	1,1	2,3	—	0,8	1,3	2,6	—
70	1,7	2,9	5,7	10,0	1,0	1,6	3,2	5,6	1,1	1,8	3,6	6,4
95	2,3	3,9	7,8	13,8	1,3	2,2	4,4	7,6	1,5	2,5	5,0	8,7
120	2,9	4,9	9,8	17,2	1,6	2,8	5,5	9,6	1,9	3,1	6,3	11,0
150	3,7	6,1	12,3	21,5	2,1	3,4	6,9	12,0	2,5	3,9	7,8	13,8
185	5,5	7,5	15,2	26,5	2,5	4,2	8,5	14,8	2,8	4,6	9,2	17,0
240	5,9	9,8	19,7	34,3	3,3	5,5	11,0	19,2	3,8	6,3	12,6	22,0
300	—	—	24,6	43,0	—	—	18,4	32,1	—	—	21,0	36,7

Примечания: 1. U=1,05U_{ном}; cos φ=0,9; T_{max}=3000÷5000 ч/год.
2. При cos φ≠0,9 вводится поправочный коэффициент, равный cos φ/0,9.
3. При T_{max}, отличном от 3000—5000 ч/год, вводятся поправочные коэффициенты, приведенные в табл. 7.30.

Таблица 7.29. Экономическая мощность линий 110—500 кВ, выполненных маслонаполненными кабелями с медными жилами, МВт

Напря- жение, кВ	Сечение жилы, мм ²													
	150	185	240	270	300	350	400	425	500	550	625	650	700	800
	110	67,5	82,7	107	123	184	159	179	193	224	248	282	293	313
220	—	—	214	245	268	318	358	386	448	496	564	586	625	716
330	—	—	—	—	—	—	—	—	—	744	—	—	—	—
500	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1115	—	—	—	—

Примечания: 1. $U=1,05U_{ном}$; $\cos \varphi=0,9$; $T_{max}=3000 \div 5000$ ч/год.
2. При $\cos \varphi \neq 0,9$ вводится поправочный коэффициент, равный $\cos \varphi / 0,9$.

Таблица 7.30. Поправочные коэффициенты к табл. 7.28 и 7.29

Кабели с бумажной изоляцией	$T_{max}=1000 \div 3000$ ч	$T_{max} > 5000$ ч
С медными жилами	1,2	0,8
С алюминиевыми жилами:		
европейская часть СССР, За- кавказье, Забайкалье и Дальний Восток	1,14	0,86
Центральная Сибирь, Казахстан и Средняя Азия	1,12	0,94

Таблица 7.31. Допустимая длительная мощность (по нагреву) кабельных линий 6—10 кВ, МВ·А

Сечение жилы, мм ²	Кабели с бумажной изоляцией						Кабели с пласт- массовой изоляция	
	6 кВ			10 кВ			6 кВ	
	В зем- ле	В воз- духе	В воде ¹	В земле	В воз- духе	В воде ¹	В земле	В воз- духе

Медные жилы

10	0,7	0,7	0,9	—	—	—	0,9	0,6
16	0,9	0,8	1,3	1,6	1,3	2,0	1,1	0,7
25	1,3	1,1	1,7	1,9	1,8	2,5	1,4	0,9
35	1,5	1,5	2,0	2,4	2,2	3,1	1,8	1,1
50	2,0	1,8	2,5	2,9	2,7	3,9	2,1	1,6
70	2,4	2,3	3,1	3,5	3,5	4,5	2,7	1,8
95	2,8	2,7	3,7	4,3	4,2	5,7	3,2	2,3
120	3,4	3,2	4,3	5,0	4,8	6,6	3,7	2,7
150	3,8	3,7	5,0	5,8	5,5	7,5	4,2	3,1

Продолжение табл. 7.31

Сечение жилы, мм ²	Кабели с бумажной изоляцией						Кабели с пласт- массовой изоляция	
	6 кВ			10 кВ			6 кВ	
	В зем- ле	В воз- духе	В воде ¹	В земле	В воз- духе	В воде ¹	В земле	В воз- духе
185	4,3	4,2	5,6	6,5	6,3	8,5	4,8	3,6
240	4,9	4,8	6,4	7,5	8,2	9,8	5,6	4,0

Алюминиевые жилы

10	0,6	0,5	0,7	—	—	—	0,7	0,4
16	0,7	0,6	0,9	1,0	0,9	1,6	0,9	0,6
25	0,9	0,9	1,3	1,5	1,3	1,9	1,1	0,8
35	1,3	1,0	1,5	1,9	1,8	2,4	1,3	0,9
50	1,5	1,4	2,0	2,3	2,0	2,9	1,7	1,1
70	1,8	1,7	2,4	2,7	2,5	3,5	2,0	1,4
95	2,2	2,1	2,8	3,4	3,1	4,3	2,5	1,8
120	2,5	2,4	3,4	3,9	3,6	5,0	2,8	2,0
150	2,9	2,7	3,8	4,5	4,1	5,7	3,3	2,5
185	3,4	3,1	4,3	5,0	4,6	6,6	3,7	2,7
240	3,8	3,7	4,9	5,8	5,5	7,6	4,2	3,1

¹ Для кабелей в свинцовой оболочке.

Таблица 7.32. Допустимая длительная мощность (по нагреву) кабельных линий 20—35 кВ, МВ·А

Сечение жилы, мм ²	20 кВ			35 кВ		
	В земле	В воздухе	В воде ¹	В земле	В воздухе	В воде ¹

Медные жилы

25	3,6	2,7	3,9	—	—	—
35	4,4	3,3	4,7	—	—	—
50	5,4	3,9	5,9	—	—	—
70	6,6	4,9	7,4	—	—	—
95	7,9	5,9	9,0	—	—	—
120	9,1	6,7	10,1	16,4	17,2	18,1
150	10,1	7,6	11,0	18,6	19,5	20,6
185	11,6	8,6	12,7	—	—	—

Продолжение табл. 7.32

Сечение жилы, мм ²	20 кВ			35 кВ		
	В земле	В воздухе	В воде ¹	В земле	В воздухе	В воде ¹
Алюминиевые жилы						
25	2,7	2,1	2,9	—	—	—
35	3,5	2,4	3,6	—	—	—
50	4,1	3,0	4,5	—	—	—
70	5,0	3,8	5,7	—	—	—
95	6,1	4,5	6,8	—	—	—
120	6,8	5,3	8,0	13,0	13,5	14,3
150	7,9	5,7	8,9	14,3	15,1	15,8
185	9,0	6,7	9,8	—	—	—

¹ Для кабелей в свинцовой оболочке.

Примечание: Поправочные коэффициенты см. в табл. 7.35.

Таблица 7.33. Допустимая длительная мощность (по нагреву) для маслонаполненных кабелей 110—220 кВ, МВт

Сечение жилы, мм ²	Кабели						
	МНСА	МНСШв, МНС	МНСШв	МНС	МНСК	МВДТ	
	в земле (15 °С)		в воздухе (25 °С)		в земле (15 °С)		в воздухе (25 °С)
110 кВ							
120	62/58	67/63	83	85	58/54	54/51	67
150	70/66	76/71	97	100	64/60	60/57	76
185	79/73	85/79	111	114	71/66	67/63	85
240	89/83	96/90	126	129	78/72	77/72	99
270	94/90	102/95	135	139	81/75	82/76	106
300	99/92	107/100	144	147	85/78	86/80	112
350	107/99	115/107	156	161	89/82	—	—
400	113/105	123/114	167	174	93/85	98/92	132
500	124/115	135/125	189	197	100/92	108/100	148
550	129/119	140/130	199	207	103/95	112/104	154
625	135/125	148/137	212	222	107/98	118/109	166
700	—	—	—	—	—	122/112	173
800	148/136	163/149	241	254	114/104	—	—
220 кВ							
300	176/162	193/178	261	266	158/145	152/138	192
350	189/172	208/191	285	291	167/152	—	—
400	200/182	220/202	307	314	175/159	172/155	227

Продолжение табл. 7.33

Сечение жилы, мм ²	Кабели						
	МНСА	МНСШв, МНС	МНСШв	МНС	МНСК	МВДТ	
	в земле (15 °С)		в воздухе (25 °С)		в земле (15 °С)		в воздухе (25 °С)
500	218/198	241/220	349	358	187/168	185/164	252
550	226/205	250/228	366	375	193/173	190/168	262
625	236/213	262/238	395	404	198/177	195/171	276
700	—	—	—	—	—	200/175	287
800	255/228	285/256	447	462	211/187	—	—

Примечания: 1. В числителе приведены данные для одноцепных, в знаменателе — для двухцепных линий.

2. Допустимые мощности соответствуют коэффициенту начальной нагрузки 0,8 при прокладке в земле и 1,0 при прокладке в воздухе. Удельное сопротивление грунта 120 Ом·см.

3. Данные соответствуют $U=1,05U_{ном}$ и $\cos \varphi=0,9$.

Таблица 7.34. Допустимая длительная мощность (по нагреву) для кабелей 110 кВ с пластмассовой изоляцией, МВт

Сечение жилы, мм ²	Мощность при прокладке	
	в земле (граница) 15 °С	в воздухе 25 °С
270	87/82	99
350	100/95	120
500	122/114	150
625	134/125	165
800	150/140	190

Примечания. См. примечания к табл. 7.33.

Таблица 7.35. Поправочные коэффициенты на температуру окружающей среды к табл. 7.32

Условная температура среды, °С	Нормированная температура, °С	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °С											
		-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,35	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	—
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	—

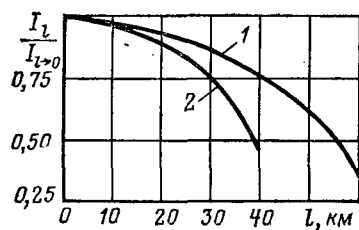


Рис. 7.8. Зависимость допустимого тока нагрузки одноцепных кабельных линий 110—220 кВ в земле от их длины:

1 — линия 110 кВ с кабелем 350 мм²; 2 — линия 220 кВ с кабелем 500 мм²; I_l — допустимый ток нагрузки линии длиной l ; $I_{l=0}$ — то же при $l \leq 10$ км

Примечание. Ток нагрузки имеет сдвиг фазы по отношению к зарядному току 90°. Компенсация зарядного тока отсутствует.

Кабельные линии 6—10 кВ, несущие нагрузки меньше номинальных, могут кратковременно перегружаться (табл. 7.36). На время ликвидации аварий для кабельных линий 6—10 кВ допускаются перегрузки в течение 5 сут (табл. 7.37).

Для кабельных линий, длительное время находящихся в тяжелых условиях эксплуатации, перегрузки должны быть понижены. При эксплуатации кабельных линий более 15 лет перегрузки должны быть снижены на 10 %.

Перегрузка кабельных линий 20—35 кВ не допускается.

Таблица 7.36. Допустимые перегрузки кабельных линий 6—10 кВ в нормальных режимах по отношению к номинальной

Прокладка	Длительность перегрузки, ч		
	0,5	1,0	3,0
В земле	1,35/1,2	1,3/1,15	1,15/1,1
В воздухе	1,25/1,15	1,15/1,10	1,10/1,05
В трубах (в земле)	1,2/1,1	1,10/1,05	1,00/1,00

Примечание. В числителе приведены данные при коэффициенте предварительной нагрузки 0,6, в знаменателе — 0,8.

Таблица 7.37. Перегрузки кабельных линий 6—10 кВ по отношению к допустимой по нагреву в аварийных режимах

Прокладка	Длительность максимума, ч		
	1	3	6
В земле	1,5/1,35	1,35/1,25	1,25/1,25
В воздухе	1,35/1,3	1,25/1,25	1,25/1,20
В трубах (в земле)	1,3/1,2	1,20/1,15	1,15/1,10

Примечания: 1. В числителе приведены данные при коэффициенте предварительной нагрузки 0,6, в знаменателе — 0,8.

2. Кабели 6 кВ с пластмассовой изоляцией при коэффициенте заполнения суточного графика нагрузки 0,8 допускают перегрузку в 1,2 раза.

Для маслонаполненных кабельных линий 110—220 кВ разрешается перегрузка до повышения температуры жилы не более чем на 10 °С выше нормированной заводом. При этом длительность непрерывной перегрузки не должна превышать 100, а суммарная — 500 ч в год. Этим условиям примерно соответствуют кратности перегрузок, указанные в табл. 7.38.

Таблица 7.38. Ориентировочные допустимые длительности перегрузок кабельных линий 110—220 кВ при прокладке в земле, ч

Маслонаполненный напряжением, кВ	Загрузка в предыдущем режиме	Кратность перегрузки				
		1,1	1,25	1,5	1,75	2,0
110	0	100	60	2,77	0,92	0,3
	0,5	—	59	2,34	0,83	0,25
	1,0	—	41,7	0,75	0,2	0,07
220	0	100	46	7,0	3,83	2,0
	0,5	—	42	4,5	2,5	1,25
	0,75	—	40	3,34	1,67	0,83
	1,0	—	32	1,0	0,5	0,2

Примечания: 1. Маслонаполненный кабель 110 кВ сечением 270 мм² проложен в земле, $t_{\text{ж}} = 15$ °С, кабель 220 кВ сечением 500 мм² — в асбоцементных трубах при параллельном следовании двух линий, проложенных на расстоянии 0,5 м (коэффициент заполнения суточного графика 0,85).

2. Кабель 110 кВ с пластмассовой изоляцией при коэффициенте заполнения суточного графика нагрузки 0,8 допускает перегрузку в 1,2 раза.

В связи с переводом действующих кабельных сетей на повышенное напряжение встречаются случаи, когда кабель работает при напряжении, отличном от его номинального. Расчет допустимой нагрузки таких кабелей следует производить с учетом коэффициентов, приведенных в табл. 7.39.

Таблица 7.39. Поправочные коэффициенты для кабелей, работающих не под номинальным напряжением

Рабочее напряжение, кВ	Номинальное напряжение кабеля, кВ		
	6	10	20
6	1,0/1,0	1,06/1,07	—/—
10	0,95/0,94	1,0/1,0	1,13/1,18
20	—	0,84/0,79	1,0/1,0

Примечание. В числителе приведены данные для кабеля, работающего в земле, в знаменателе — в воздухе.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

8.1. Оценка эффективности капитальных вложений

Для выявления эффективности капитальных вложений используются показатели общей (абсолютной) и сравнительной эффективности.

Расчеты общей экономической эффективности выполняются для оценки результатов деятельности отрасли в целом, объединений и предприятий, а также при разработке отдельных технико-экономических проблем их развития. Показатель общей экономической эффективности капитальных вложений определяется как отношение прибыли к капитальным вложениям (рентабельность).

Расчеты сравнительной экономической эффективности капитальных вложений выполняются при проектировании электрических сетей для сопоставления разрабатываемых проектных вариантов схемы и параметров сети и ее отдельных элементов. На основании этих расчетов производится выбор номинального напряжения и конфигурации сети, схемы электрических соединений, средств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения, количества и мощности трансформаторов.

Экономическим критерием, по которому определяют наиболее выгодный вариант, является минимум приведенных затрат, руб/год, вычисленных по формуле

$$Z = E_n K + I, \quad (8.1)$$

где E_n — нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений ($E_n = 0,12$); K — единовременные капитальные вложения в сооружаемые объекты; I — ежегодные эксплуатационные издержки.

Выражением (8.1) можно пользоваться в тех случаях, когда строительство объекта продолжается не более одного года, а ежегодные издержки неизменны в течение всего рассматриваемого периода эксплуатации.

Если строительство ведется в течение нескольких лет, а ежегодные издержки меняются по годам, затраты должны быть приведены к одному (любому) году θ по формуле

$$Z_\theta = \sum_{t=1}^T (E_n K_t + \delta I_t) (1 + E_{n,п})^{\theta-t}, \quad (8.2)$$

где K_t, I_t — капитальные вложения и ежегодные издержки за год t расчетного периода; T — расчетный период, за пределами которого начинается нормальная эксплуатация объекта, т. е. капитальные вложения не производятся, а издержки не изменяются по годам и равны I_T ; $E_{n,п}$ — норматив приведения разновременных затрат ($E_{n,п} = 0,08$); $\delta I_t = I_t - I_{t-1}$ — изменение издержек каждого года по сравнению с издержками в предыдущем.

В практике расчетов затраты приводятся обычно к первому году расчетного периода. Для приведения затрат к первому году расчетного

периода (8.2) принимает вид

$$Z = \sum_{t=1}^T \frac{(E_n K_t + \delta I_t)}{(1 + E_{n,п})^{t-1}}. \quad (8.3)$$

Особенность применения формул (8.2) и (8.3) к задачам, рассматриваемым при проектировании сетей, обусловлена постоянным развитием сети с изменяющимися во времени электрическими нагрузками при относительно малом сроке строительства отдельных элементов сети.

Для оценки эффективности капитальных вложений в проводимые мероприятия по развитию сети рекомендуется учитывать срок не менее 5 лет после их осуществления. Для отдельных задач, связанных с решением принципиальных вопросов, необходимо учитывать перспективу на 10 лет.

При сопоставлении проектных вариантов схемы сети одного напряжения допускается проведение расчета в пределах 5—7 лет, на которые в проекте разрабатывается развитие схемы. Если конкурирующие варианты предполагают применение различных номинальных напряжений сети с линиями электропередачи, существенно различающимися по пропускной способности, при сравнении вариантов должен рассматриваться расчетный период, учитывающий время освоения проектных параметров варианта сети более высокого напряжения в пределах 10 лет. Если исходная информация не позволяет выполнить сопоставление на период до полного использования пропускной способности сети высшего напряжения, из равноэкономичных вариантов предпочтение отдается варианту с более высоким номинальным напряжением.

Технико-экономическому сопоставлению предшествует выбор параметров и схемы рассматриваемой сети в каждом из сравниваемых вариантов в соответствии с рекомендациями разд. 4.

Все сопоставляемые варианты должны быть взаимозаменяемыми и обеспечивать одинаковый энергетический эффект, т. е. одинаковый полезный отпуск электроэнергии потребителям при заданном режиме потребления (мощности нагрузки). Если варианты существенно различаются по надежности электроснабжения, рекомендуется в состав приведенных затрат включить ущерб от ожидаемого недоотпуска электроэнергии (см. § 8.5).

Развитие сети по вариантам рассматривается за одинаковый период времени. Сопоставление вариантов производится в оптимальных условиях работы рассматриваемых объектов в энергосистеме.

В табл. 8.1 даны значения коэффициентов приведения, необходимые при использовании (8.2) и (8.3).

Таблица 8.1. Значения коэффициентов приведения разновременных затрат при $E_{n,п} = 0,08$

x	$(1 + E_{n,п})^x$	$\frac{1}{(1 + E_{n,п})^x}$	x	$(1 + E_{n,п})^x$	$\frac{1}{(1 + E_{n,п})^x}$
1	1,08	0,926	6	1,59	0,630
2	1,17	0,857	7	1,71	0,583
3	1,26	0,794	8	1,85	0,540
4	1,36	0,735	9	2,00	0,500
5	1,47	0,681	10	2,16	0,463

8.2. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАСЧЕТОВ

1. Определяются капитальные вложения по всем вариантам, при этом одни и те же элементы сети, повторяющиеся во всех вариантах, не учитываются. Капитальные вложения подсчитываются по укрупненным показателям (см. разд. 9) или по другим материалам. Однако для сопоставимости затраты по всем вариантам должны определяться по одному источнику.

2. Определяются ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание сети по вариантам (см. § 8.3).

3. Вычисляются ежегодные затраты на возмещение потерь электроэнергии (см. § 8.4).

4. Определяются приведенные затраты по каждому из сопоставляемых вариантов по (8.1) — (8.3).

5. Оптимальным по экономическим показателям является вариант, характеризующийся минимальными приведенными затратами. При сопоставлении отдельных объектов или небольших сетевых узлов равноэкономичными считаются варианты, различающиеся по приведенным затратам не более чем на 5%. При этом обязательным является исключение затрат на элементы, повторяющиеся в сравниваемых вариантах.

Технико-экономические расчеты по оптимизации схемы сети, являющейся совокупностью большого числа элементов, выполняются на ЭВМ по специальным программам. Перебор вариантов может предусматриваться, если затраты различаются менее чем на 5%.

Выбор рекомендуемого варианта из числа равноэкономичных производится на основе инженерной оценки их характеристик, которые, как правило, не могут быть учтены в виде экономического эквивалента. К таким характеристикам относятся перспективность схемы, удобство эксплуатации, дефицитность материалов и оборудования, серийность применяемого оборудования и т. п.

8.3. ЕЖЕГОДНЫЕ ИЗДЕРЖКИ НА АМОРТИЗАЦИЮ И ОБСЛУЖИВАНИЕ

Амортизационные отчисления предназначаются для капитального ремонта оборудования и сооружений и для полной замены (реновации) основных фондов после их износа.

Нормы амортизационных отчислений зависят от срока службы оборудования и сооружений, а также периодичности и стоимости капитальных ремонтов. Они установлены Госпланом СССР в процентах стоимости основных фондов. Амортизационные отчисления определяются для каждого года по сумме капиталовложений предшествующих лет.

Ежегодные расходы на обслуживание электрических сетей (текущий ремонт, зарплата эксплуатационного персонала, общесетевые расходы) могут приближенно быть оценены пропорционально стоимости основных фондов.

В табл. 8.2 приведены средние нормы затрат на обслуживание элементов электрических сетей, рекомендуемые для технико-экономических расчетов, а также суммарные ежегодные издержки, включая амортизационные отчисления.

Таблица 8.2. Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание элементов электрических систем, % капитальных затрат

Наименование элементов системы	Норма амортизационных отчислений			Затраты на обслуживание	Всего издержки на амортизацию и обслуживание
	Общая	В том числе			
		капитальный ремонт	реновация		
ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах	2,4	0,4	2,0	0,4	2,8
ВЛ 35—220 кВ на деревянных опорах	4,9	1,6	3,3	0,5	5,4
КЛ до 10 кВ:					
со свинцовой оболочкой, проложенные:					
в земле и помещениях	2,3	0,3	2,0	2,0	4,3
под водой	4,6	0,6	4,0	2,0	6,6
с алюминиевой оболочкой, проложенные:					
в земле	4,3	0,3	4,0	2,0	6,3
в помещениях	2,3	0,3	2,0	2,0	4,3
с пластмассовой изоляцией, проложенные в земле и помещениях	5,3	0,3	5,0	2,0	7,3
КЛ 20—35 кВ со свинцовой оболочкой, проложенные:					
в земле и помещениях	3,4	0,4	3,0	2,0	5,4
под водой	5,8	0,8	5,0	2,0	7,8
КЛ 110—220 кВ, проложенные:					
в земле и помещениях	2,5	0,5	2,0	2,0	4,5
под водой	3,0	1,0	2,0	2,0	5,0
Силовое электрооборудование и распределительные устройства (кроме ГЭС):					
до 150 кВ	6,4	2,9	3,5	3,0	9,4
220 кВ и выше	6,4	2,9	3,5	2,0	8,4
Электрооборудование и распределительные устройства ГЭС:					
до 150 кВ	5,8	2,5	3,3	3,0	8,8
до 220 кВ и выше	5,8	2,5	3,3	2,0	7,8

8.4. ЗАМЫКАЮЩИЕ ЗАТРАТЫ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

Затраты на электроэнергию могут учитываться в технико-экономических расчетах двумя способами:

1) путем сопоставления исходного варианта развития электроэнергетической системы (без проектируемого потребителя) с вариантом структуры энергосистемы, в котором учитывается рассматриваемый потребитель;

2) с использованием замыкающих оценок стоимости электроэнергии.

Применение первого способа целесообразно только для крупных энергопотребляющих объектов. Использование замыкающих оценок существенно упрощает расчет и обеспечивает достаточную практическую точность для большинства технико-экономических задач, требующих учета затрат на электроэнергию или компенсацию потерь электроэнергии.

Методика определения показателей для учета затрат на электроэнергию или потери электроэнергии в элементах электрической системы имеет общие основы, хотя конкретные расчеты отличаются некоторыми особенностями.

Замыкающие оценки стоимости электроэнергии z_3 являются дифференциальными показателями, характеризующими удельный прирост затрат в энергосистеме на 1 кВт·ч дополнительного потребления электроэнергии, и определяется по формуле

$$z_3 = \frac{\alpha_{max}}{\tau} (z_{баз} \beta_{баз} T_{баз} + z_{пик} \beta_{пик} T_{пик}), \quad (8.4)$$

где α_{max} — коэффициент попадания нагрузки рассматриваемого дополнительного потребителя (или дополнительной потери мощности) в максимум энергосистемы; τ — продолжительность использования максимума нагрузки потребителя (потерь мощности); $z_{баз}$ и $z_{пик}$ — приведенные затраты на 1 кВт·ч, отпущенный соответственно на базисной и пиковой электростанциях, определенные для их оптимального числа часов использования $T_{баз}$ и $T_{пик}$; $\beta_{баз}$ и $\beta_{пик}$ — доли мощности соответственно базисных и пиковых электростанций, участвующих в покрытии дополнительной нагрузки, определяемые из соотношений

$$\beta_{баз} T_{баз} k_p + \beta_{пик} T_{пик} k_p' = \tau / \alpha_{max}; \quad (8.5)$$

$$\beta_{баз} + \beta_{пик} = 1, \quad (8.6)$$

где k_p и k_p' — коэффициенты, учитывающие резервы мощности на базисных и пиковых электростанциях.

В общем случае для базисных и пиковых электростанций $z_{баз}$ и $z_{пик}$ определяются по формуле

$$z_{3,c} = \left(\frac{k_{c,n} E_n k_{3,c} + k_{c,n} u_{3,c}}{T_{уст}} + b_T z_T \right) k_{пот} + \frac{E_n k_c + u_c}{T_{уст}}, \quad (8.7)$$

где соответственно для базисной и пиковой электростанций $k_{3,c}$ и k_c — удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности в электростанцию и электрические сети для выдачи ее мощности на шины рас-

пределительного напряжения подстанций энергосистем; $u_{3,c}$ и u_c — затраты на амортизацию, ремонт и обслуживание электростанций и сети, отнесенные к 1 кВт установленной мощности электростанций; b_T — удельный расход условного топлива на 1 кВт·ч, отпущенный с шин электростанций; z_T — замыкающие затраты на топливо в энергосистеме; $k_{c,n}$ и $k_{пот}$ — коэффициенты, учитывающие расход на собственные нужды и потери в сетях; $T_{уст}$ — число часов использования установленной мощности электростанций.

В качестве базовых для энергосистем европейской части СССР и Востока принимаются АЭС, а для остальных районов — КЭС на угле с показателями, приведенными в § 3.1. В качестве пиковых для энергосистем европейской части страны принимаются газотурбинные электростанции, для энергообъединений восточных районов страны — пиковая мощность на гидроэлектростанциях.

На рис. 8.1 приведены замыкающие оценки для определения стоимости потерь электроэнергии.

Затраты на возмещение потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях определяются как

$$z_{пот} = z_3' \Delta W' + z_3'' \Delta W'',$$

где $\Delta W'$ и $\Delta W''$ — потери электроэнергии, соответственно зависящие и не зависящие от нагрузки (см. § 5.5); z_3' и z_3'' — стоимости 1 кВт·ч потерь электроэнергии, определяемые по рис. 8.1 для показателей $T' = \tau / \alpha_{max}$ и $T'' = 8760$ ч. При определении затрат на возмещение потерь следует иметь в виду, что $\alpha_{max} = k_m^2$, где k_m — коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы.

Значения $z_{пот}$ включаются в состав ежегодных издержек в (8.1) — (8.3).

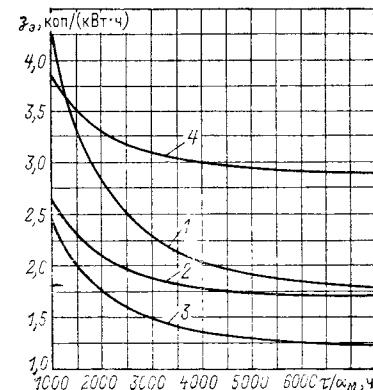
При технико-экономическом сопоставлении вариантов схем, значительно различающихся по значению потерь реактивной мощности, в варианте с большими потерями следует учитывать приведенные затраты на батареи конденсаторов для компенсации дополнительных потерь. Затраты на батареи конденсаторов могут не учитываться, если в рассматриваемой энергосистеме складывается избыток реактивной мощности.

Рис. 8.1. Удельные затраты на возмещение потерь в электрических сетях:

1 — ОЭС европейской части СССР; 2 — ОЭС Северного Казахстана и Средней Азии; 3 — ОЭС Сибири; 4 — ОЭС Востока

Оценка стоимости потерь внепиковой электроэнергии

Район	1	2	3
Стоимость, коп/(кВт·ч)	0,45	1,26	0,89



8.5. УЧЕТ ФАКТОРА НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

При выборе схем электрических сетей следует учитывать, что все потребители с точки зрения требуемой надежности электроснабжения могут быть принципиально подразделены на две группы: первая группа — объекты, перерыв в питании которых связан с опасностью для жизни людей, нарушением деятельности государственных учреждений особой важности, расстройством работы основных элементов городского хозяйства, транспорта, связи и другими последствиями, ущерб от которых не может быть выражен в виде экономического эквивалента; вторая группа — объекты, для которых оптимальная степень надежности электроснабжения может быть выявлена в процессе технико-экономических расчетов.

В качестве критериев оценки надежности схемы сетей, питающих потребителей первой группы, принимаются следующие технические характеристики: параметр потока отказов (среднее количество отказов в год) ω , отказ/год; среднее время восстановления электроснабжения $T_{в}$, лет/отказ; вероятность безотказной работы в течение года $P_{т0}$, отн. ед.

Технико-экономическому сопоставлению подлежат только варианты схем, технические характеристики надежности которых отвечают требованиям соответствующих потребителей, выдвигаемым компетентными организациями, а также действующим нормам (см. § 4.2).

При выборе схем сетей, питающих потребителей второй группы, в случае существенного различия рассматриваемых вариантов по надежности питания следует учитывать ожидаемый среднегодовой народнохозяйственный ущерб от нарушений электроснабжения. Этот ущерб $У$, тыс. руб/год, включается в состав приведенных затрат по вариантам наравне с ежегодными издержками.

Технические показатели надежности и народнохозяйственного ущерба подсчитываются по табл. 8.3 в зависимости от схемы соединений рассматриваемой сети. Для удобства расчетов составляется структурная схема замещения рассматриваемого участка сети. Последовательно соединяются элементы (выключатели, трансформаторы, шины, линии), отказ любого из которых вызывает простой всех остальных элементов данной ветви. Параллельно соединяются участки (или отдельные элементы), отключение любого из которых не приводит к простоя остальных.

При подсчете технических характеристик надежности в последовательную ветвь схемы замещения вводятся кроме элементов данной цепи также смежные выключатели, повреждение которых с развитием аварии приведет к простоя рассматриваемой цепи (например, выключатели всех присоединений секции шин, к которой подключена анализируемая ветвь).

Во всех расчетах учитываются как аварийные, так и плановые отключения элементов.

Характеристики надежности каждой из ветвей, состоящих из последовательно соединенных элементов, подсчитываются по табл. 8.3. Показатели надежности отдельных элементов (табл. 8.4—8.6) ориентировочные и предназначены для оценочных расчетов.

Свернутая схема замещения анализируется следующим образом: для случая отказа каждой ветви в отдельности и одновременного простоя возможных сочетаний по две ветви определяются коэффициенты ограничения нагрузки потребителей ϵ (отношение нагрузки, вынужденно отключаемой в данном режиме, к суммарной нагрузке нормального режима).

Т а б л и ц а 8.3. Формулы для расчета показателей надежности электрических систем

Показатели	Формулы для расчета при соединении элементов:	
	последовательном	параллельном
Параметр потока отказов ω , отказ/год	$\sum_{i=1}^n \omega_i$	$\omega_1 K_{в2} + \omega_2 K_{в1}$
Коэффициент вынужденного простоя $K_{в}$, отн. ед.	$\sum_{i=1}^n K_{вi} = \sum_{i=1}^n T_{вi} \omega_i$	$K_{в1} K_{в2} + K_{в1п2} + K_{в2п1}$
Коэффициент совместного вынужденного простоя одного элемента и планового ремонта второго $K_{в1п2}$, отн. ед.	—	$0,5\omega_1 K_{п2} T_{п2}$ при $T_{п2} \leq T_{в1}$ $K_{в1}(K_{п2} - 0,5T_{в1}\omega_{п2})$ при $T_{п2} > T_{в1}$
Среднее время восстановления $T_{в}$, лет/отказ	$K_{в}/\omega$	$K_{в}/\omega$
Средняя частота плановых простоев $\omega_{п}$, простой/год	$\omega_{п \max}$	—
Коэффициент планового простоя $K_{п}$, отн. ед.	$\gamma \sum_{i=1}^{n-m} T_{пi} (\omega_{пi} - \omega_{пi-1})^*$	—
Среднее время планового простоя $T_{п}$, лет/простой	$K_{п}/\omega_{п}$	—
Коэффициент готовности $K_{г}$, отн. ед.	$\frac{1 - (K_{п} + K_{в})}{1 - K_{п}}$	$1 - K_{в}$
Коэффициент технического использования $K_{т}$, отн. ед.	$\frac{1 - (K_{п} + K_{в})}{1 - K_{в}}$	1
Вероятность безотказной работы в течение года $P_{т0}$	$e^{-\omega}$	$e^{-\omega}$
Математическое ожидание ущерба от вынужденных простоев $У_{в}$, тыс. руб/год	$P_{\max} \alpha K_{в} \epsilon$	$P_{\max} \alpha \left(\sum_{i=1}^n K_{вi} \epsilon_i + \sum_{j,k=1}^2 K_{вjk} \epsilon_j \epsilon_k \right)^{**}$

* Элементы i в сумме располагаются в порядке убывания $T_{пi}$. Слагаемые, для которых $\omega_{пi} - \omega_{пi-1} \leq 0$, в сумму не включаются (их количество обозначено m). Коэффициент $\gamma = 1, 2$ при $n > 3$; $\gamma = 1$ при $n \leq 3$; $\omega_{пi} = 0$.

** При $\epsilon_i \neq 0$ вторая сумма формулы может не учитываться.

Продолжение табл. 8.3

Показатели	Формулы для расчета при соединении элементов:	
	последовательном	параллельном
Математическое ожидание ущерба от плановых простоев U_n , тыс. руб/год	$P_{max}\beta K_{\Pi} \epsilon$	$P_{max}\beta(K_{\Pi1}\epsilon_1 + K_{\Pi2}\epsilon_2)$
Общий ожидаемый ущерб от перерывов в электроснабжении U , тыс. руб/год	$U_B + U_{\Pi}$	$U_B + U_{\Pi}$

Таблица 8.4. Параметры потока отказов ω , отказ/год, и средняя частота плановых простоев ω_{Π} , простой/год, элементов электрических сетей

Элемент	ω					ω_{Π}				
	при напряжении, кВ									
	500	330	220	110	35	500	330	220	110	35
Воздушные линии ¹ :										
одноцепные	0,4	0,5	0,6	1,1	1,4	10	12	13	15	9
двухцепные (отказ одной цепи)	—	—	0,5	0,9	1,1	—	—	—	—	—
двухцепные (отказ двух цепей)	—	—	0,1	0,2	0,3	—	—	—	—	—
Трансформаторы и автотрансформаторы ²	0,04	0,04	0,02	0,02	0,01	6	6	6	6	6
Выключатели воздушные ³ :										
в цепях ВЛ	0,2	0,2	0,15	0,1	0,08	2	2	2	2	2
в других цепях	0,08	0,07	0,06	0,05	0,04	2	2	2	2	2
Выключатели масляные ³ :										
в цепях ВЛ	—	—	0,07	0,03	0,02	—	—	2	2	2
в других цепях	—	—	0,01	0,01	0,01	—	—	2	2	2
Сборные шины ⁴	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	1	1	1	1	1
Отделители и короткозамыкатели ³	—	—	0,04	0,02	0,01	—	—	3	3	3

¹ ω — на 100 км, ω_{Π} — на ВЛ.

² На единицу; для однофазных — на фазу.

³ На единицу.

⁴ ω — на присоединение; ω_{Π} — на секцию.

Примечание. Отказы выключателей, приводящие к отключению смежных цепей, составляют 60 % общего количества отказов.

Таблица 8.5. Среднее время восстановления элементов электрических сетей $T_B \cdot 10^{-3}$, лет/отказ

Элемент	Напряжение, кВ				
	500	330	220	110	35
Воздушные линии:					
одноцепные	1,7	1,3	1,1	1,0	1,0
двухцепные (отказ одной цепи)	—	—	0,2	0,4	0,8
двухцепные (отказ двух цепей)	—	—	4,0	3,0	2,5
Трансформаторы и автотрансформаторы:					
при отсутствии резервного трансформатора в системе	300	250	80	60	45
при наличии резервного трансформатора в системе	—	—	25	20	10
Выключатели	10	7	4,8	2,8	1,3
Отделители и короткозамыкатели	—	—	0,4	0,4	0,4
Сборные шины	0,7	0,6	0,4	0,25	0,25

Примечания: 1. Среднее время восстановления повреждений фазы (однофазного трансформатора) при установленной на подстанции резервной фазе составляет $1,1 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ без перекатки и $9 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ с перекаткой фазы.

2. Время восстановления электроснабжения при повреждении выключателей в схемах с обходной системой составляет $0,06 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ, а в схемах многоугольников, полуторных и мостиковых, — $0,03 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ.

3. При обслуживании подстанций выездными бригадами время восстановления путем переключения в РУ следует увеличивать на $0,06 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ.

Таблица 8.6. Коэффициенты плановых простоев на одну цепь ВЛ или единицу оборудования $K_{\Pi} \cdot 10^{-3}$, оти. ед.

Элемент	Напряжение, кВ				
	500	330	220	110	35
Воздушные линии	12	9	7	5	4
Трансформаторы и автотрансформаторы	10	9,5	8,5	7,5	6,0
Выключатели воздушные	40	30	20	10	5
Выключатели масляные	—	—	8,5	6,5	2
Сборные шины (на одно присоединение)	0,7	0,6	0,4	0,2	0,2
Отделители и короткозамыкатели	—	—	1	1	1

Для определения технических характеристик надежности схемы в целом учитываются те случаи отказов ветвей и их сочетаний, при которых $\varepsilon=1$ (что соответствует полному прекращению питания).

Для расчетов ожидаемого народнохозяйственного ущерба от перерывов в электроснабжении может составляться упрощенная схема замещения, в которой в качестве элементов учитываются только линии электропередачи, трансформаторы и выключатели, входящие в рассматриваемый участок. Для составленной схемы определяются коэффициенты вынужденного и планового простоя (K_v и K_n) отдельных ветвей. Для случаев простоя каждой ветви выявляются коэффициенты ограничения нагрузки ε (в зависимости от пропускной способности оставшихся в работе параллельных ветвей или значения местного резерва). Ущерб при одновременном простое двух ветвей учитывается в случае сопоставления вариантов схем с полным резервированием каждой ветви (т. е. для случаев, когда при простое любой ветви в отдельности $\varepsilon=0$). В остальных случаях ущербом, вызванным одновременным простоем двух ветвей, можно пренебречь.

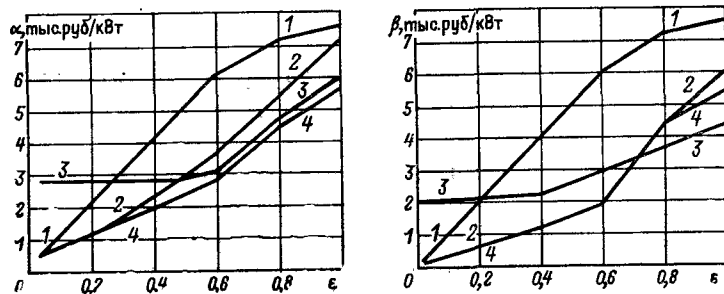


Рис. 8.2. Расчетный годовой удельный ущерб от аварийных α и плановых β ограничений электроснабжения

Структура нагрузки	1	2	3	4
Промышленность, %	15	70	10	35
Быт и сфера обслуживания, %	50	25	25	25
Сельское хозяйство, %	15	—	55	30
Транспорт и строительство, %	20	5	10	10

По кривым, приведенным на рис. 8.2, принимаются удельные показатели ущерба от аварийных и плановых ограничений. Эти показатели зависят от структурного состава потребителей и степени их ограничения ε . Кривые для ориентировочного определения показателей α и β приведены для нескольких характерных случаев структуры потребителей районных подстанций. По полученным значениям K_v , K_n , ε , α и β каждой ветви и с учетом нормальной максимальной нагрузки потребителей P_{max} по табл. 8.3 определяется математическое ожидание народнохозяйственного ущерба от перерывов в электроснабжении U . Этот ущерб включается в состав приведенных затрат по каждому из сопоставляемых вариантов.

Следует обратить внимание на то, что приведенные на рис. 8.2 обобщенные кривые являются усредненными, в связи с чем в каждом конкретном случае значения ущерба могут отличаться от расчетных в зависимости от состава потребителей, их режима работы, а также фактического времени восстановления электроснабжения.

Обобщенные значения математического ожидания ущерба могут быть использованы лишь для ориентировочной сравнительной оценки вариантов сети общего пользования с различными уровнями надежности. При проектировании электроснабжения промышленных узлов и отдельных крупных предприятий следует пользоваться более дифференцированными данными об ущербах, приведенными в литературе, или информацией специализированных проектных институтов.

Для использования в массовых расчетах по выбору схем электрических сетей целесообразна разработка экономически обоснованных нормативов надежности, однако в настоящее время такие общепринятые нормы отсутствуют.

РАЗДЕЛ ДЕВЯТЫЙ

УКРУПНЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

9.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

При выполнении технико-экономических расчетов по сопоставлению вариантов решений и выбору схем, а также для предварительной оценки объемов капитальных вложений в электросетевое строительство на начальных стадиях проектирования используются укрупненные показатели стоимости элементов электрических сетей. Это обусловлено тем, что на указанных стадиях отсутствует детальная техническая информация об объекте, необходимая для составления сметной документации. Для оценки капитальных вложений в строительство объекта по укрупненному показателю достаточно знать его основные параметры, определяемые на предпроектных стадиях. При этом точность полученной оценки достаточна для упомянутых выше целей¹.

В настоящем разделе приведены укрупненные показатели стоимости элементов электрических сетей, составленные на основе действующих прейскурантов и ценников на материалы и оборудование, анализа сметных расчетов к проектам ряда конкретных объектов, а также нормативных документов и типовых проектов. Показатели учитывают типизацию проектирования, прогрессивную технологию строительства, его механизацию и индустриализацию с максимальным использованием унифицированных элементов и конструкций заводского изготовления. Показатели стоимости определены в ценах, введенных с 1 января 1984 г.

Все показатели стоимости соответствуют средним условиям строительства на территории европейской части СССР. Для оценки объема капитальных вложений в строительство электросетевых объектов в других районах страны применяются поправочные зональные коэффициенты (табл. 9.1).

¹ При проектировании электросетевых объектов сметная документация должна разрабатываться в установленном порядке.

Таблица 9.1. Крупнейшие зональные коэффициенты к стоимости электрических сетей

Объединенные энергосистемы	Коэффициент	
	Воздушные линии	Подстанции
Центра, Юга, Северо-Запада, Североюжного Кавказа, Средней Волги, Закавказья	1,0	1,0
Урала, Северного Казахстана, Средней Азии	1,1	1,1
Сибири	1,2	1,2
Дальнего Востока	1,4	1,3

Таблица 9.2. Удельный вес строительно-монтажных работ и оборудования в общем объеме капитальных вложений в электросетевые объекты, %

Объект	Напряжение, кВ	Строительно-монтажные работы	Оборудование	Прочие затраты	
Воздушные линии: со стальными опорами	35	86	5	9	
	110—150	87	5	8	
	220	89	5	6	
	330	83	11	6	
	500	81	14	5	
	750	81	14	5	
с железобетонными опорами	1150	70	18	12	
	35	85	6	9	
	110—150	84	8	8	
	220	86	8	6	
	330	82	12	6	
	500	79	16	5	
с деревянными опорами	35	83	8	9	
	110—150	80	12	8	
	220	81	12	7	
Кабельные линии Подстанций открытые	35—220	82	15	3	
	35	40	55	5	
	110—150	43	52	5	
	220	40	56	4	
	330	33	64	3	
	500	37	60	3	
	750	36	60	4	
	1150	33	60	7	
	Подстанции закрытые КТПВ	110—220	42	53	5
		35—220	21	73	6

Для удаленных районов Севера и Северо-Востока СССР ориентировочная стоимость строительства линий электропередачи может быть определена применением коэффициента 2—2,7. При этом общий коэффициент с учетом условий табл. 9.3 не должен превышать 4,0. К стоимости сооружения подстанций в этих районах может применяться коэффициент 1,5—2,0 (в отдельных случаях для мощных подстанций со сложной схемой доставки оборудования и тяжелыми условиями строительства—до 3,0).

Оценка удельного веса строительно-монтажных работ и стоимости оборудования в общем объеме капитальных вложений в электросетевые объекты может быть сделана по табл. 9.2.

9.2. ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Воздушные линии. Стоимости сооружения 1 км ВЛ со сталеалюминевыми проводами приведены в зависимости от номинального напряжения линии, сечения проводов (конструкции фазы), материала и конструкции опор, района по гололеду.

Стоимости учитывают все затраты по объектам производственного назначения (без ремонтных баз, спецпереходов и за вычетом возвратных сумм) при условии сооружения линии вне населенных пунктов в равнинной местности и для расчетного напора ветра до 6 Н/м². Для других условий прохождения трассы линии необходимо применять поправочные коэффициенты по табл. 9.3. Для участков трассы, проходящих по лесу, следует дополнительно учитывать стоимость вырубki просек:

Напряжение ВЛ, кВ	35—150	220—330	500	750	1150
Стоимость вырубki просек, тыс. руб/км	1,3	1,5	1,8	2,0	2,5

Для линий, сооружаемых на оцинкованных стальных опорах, к стоимости ВЛ, приведенной в табл. 9.4—9.8, следует применять коэффициент 1,1.

При необходимости сооружения спецпереходов через судоходные реки, каналы, прольвы с высотой опор более 50 м или с длиной переходного пролета более 700 м их стоимость определяется специальным расчетом. Для предварительной оценки можно воспользоваться данными табл. 9.9.

Кабельные линии. Стоимости сооружения 1 км кабельной линии (КЛ) 6—500 кВ приведены в табл. 9.10—9.13.

Стоимости учитывают затраты на кабель, оборудование, строительно-монтажные работы, специальные переходы (железнодорожные узлы, магистральные автодороги, рекн и т. п.), разборку и восстановление асфальтобетонных покрытий.

Таблица 9.3. Поправочные коэффициенты к стоимости сооружения воздушных линий

Условия прохождения трассы ВЛ	Материал опор				
	Железобетон		Сталь		Дерево
	35—110 кВ	220—750 кВ	35—110 кВ	220—750 кВ	
Скоростной напор ветра: 6,0—7,5 Н/м ² более 7,5 Н/м ²	1,06	1,06	1,06	1,06	1,08
Горные условия	1,1	1,1	1,15	1,15	1,1
Городская и промышленная застройка	1,5	1,35	1,6	1,32	1,7
Болотистая трасса	1,7	—	1,6	1,62	1,4
Поймы рек	2,1	1,7	1,46	1,16	1,5
Особо гололедный район (по отношению к стоимости в IV районе)	1,18	1,1	1,14	1,09	1,35
Прибрежные и загрязненные районы при длине пути утки:	1,28	1,21	1,27	1,27	1,29
до 2 см/кВ	1,09	1,05	1,02	1,02	1,05
более 2 см/кВ	1,17	1,17	1,05	1,05	1,19

Таблица 9.4. Стоимость сооружения воздушных линий 35 кВ, тыс. руб/км

Опоры	Район по гололеду	Провода сталеалюминиевые сечением, мм ²			
		70/11	95/16	120/19	150/24
Стальные одноцепные	I	12,2	12,4	13,1	13,3
	II	14,4	14,1	14,1	14,3
	III	16,5	16,0	16,0	17,7
	IV	18,2	17,8	17,4	21,3
Стальные двухцепные	I	17,3	18,1	19,2	19,5
	II	20,1	20,1	20,4	21,4
	III	24,2	24,2	25,2	25,5
	IV	27,2	27,2	28,9	29,3
Стальные двухцепные с подвеской одной цепи	I	15,4	15,7	16,2	16,2
	II	17,9	17,3	17,3	17,5
	III	21,5	20,8	21,4	20,9
	IV	24,2	23,4	23,7	24,0
Железобетонные одноцепные	I	—	9,4	10,3	10,9
	II	—	10,6	10,8	11,2
	III	—	12,2	12,3	12,3
	IV	—	13,7	13,6	13,4
Железобетонные двухцепные	I	—	15,3	14,1	14,8
	II	—	16,7	14,5	15,3
	III	—	19,5	17,3	17,8
	IV	—	21,7	18,8	19,1

Продолжение табл. 9.4

Опоры	Район по гололеду	Провода сталеалюминиевые сечением, мм ²			
		70/11	95/16	120/19	150/24
Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи	I	—	12,8	11,4	11,7
	II	—	13,9	11,7	12,2
	III	—	16,6	14,0	14,1
	IV	—	18,4	15,2	15,1
Деревянные двухстопные бестросовые	I	5,0	5,4	5,9	6,7
	II	5,5	5,8	6,0	6,8
	III	6,0	6,3	6,4	7,1
	IV	6,7	6,8	6,9	7,5

Таблица 9.5. Стоимость сооружения воздушных линий 110 кВ, тыс. руб/км

Опоры	Район по гололеду	Провода сталеалюминиевые сечением, мм ²					
		70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
Стальные одноцепные	I	14,5	14,8	15,6	16,0	17,4	18,7
	II	16,5	16,4	16,9	16,9	18,0	18,8
	III	19,4	19,1	19,0	19,0	19,7	20,0
	IV	21,5	20,6	20,6	20,6	21,0	21,7
Стальные двухцепные	I	21,6	22,1	23,7	24,6	27,8	30,6
	II	24,6	24,4	25,2	25,7	28,5	30,7
	III	29,2	28,2	28,3	28,6	30,4	32,1
	IV	32,8	30,8	31,0	31,6	31,8	34,4
Стальные двухцепные с подвеской одной цепи	I	19,5	19,4	20,8	21,2	23,3	24,8
	II	22,2	21,5	22,0	22,0	24,0	24,9
	III	26,4	24,8	25,8	25,4	26,8	27,3
	IV	28,7	27,1	27,0	27,2	28,0	29,2
Железобетонные одноцепные	I	10,5	11,1	10,8	11,5	12,6	14,0
	II	12,0	12,0	11,4	11,7	12,9	14,0
	III	14,6	14,3	13,1	13,2	13,8	15,1
	IV	16,5	15,9	14,4	14,1	15,3	16,6
Железобетонные двухцепные	I	15,8	16,9	17,0	20,0	22,0	24,0
	II	17,8	17,8	18,1	20,0	22,0	24,0
	III	21,4	21,0	20,4	22,2	23,6	25,0
	IV	24,4	23,3	22,2	23,9	25,2	27,0
Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи	I	13,7	14,3	14,1	16,6	17,3	18,4
	II	15,5	15,1	15,0	16,6	17,3	18,4
	III	18,6	17,8	16,9	18,4	18,6	19,2
	IV	21,2	19,7	18,4	19,8	19,9	20,8
Деревянные двухстопные бестросовые	I	4,9	5,4	5,6	6,5	7,2	—
	II	5,2	5,5	5,7	6,6	7,2	—
	III	5,7	6,0	6,2	6,8	7,5	—
	IV	6,2	6,6	6,9	7,4	7,9	—

Таблица 9.6. Стоимость сооружения воздушных линий 150 кВ, тыс. руб/км

Опоры	Район по гололеду	Провода сталеалюминиевые сечением, мм ²			
		120/19	150/24	185/29	240/32
Стальные одноцепные	I	15,9	16,6	17,5	18,8
	II	17,2	17,4	18,0	18,9
	III	18,6	18,7	19,1	19,5
	IV	20,2	20,8	21,0	21,8
Стальные двухцепные	I	25,4	27,2	30,6	33,0
	II	26,2	28,0	30,6	33,0
	III	28,0	30,0	32,5	33,8
	IV	30,0	31,8	34,2	35,8
Стальные двухцепные с подвеской одной цепи	I	22,3	23,4	25,4	27,4
	II	24,1	24,1	25,4	27,4
	III	24,6	25,8	27,5	28,0
	IV	26,4	27,5	28,9	29,7
Железобетонные одноцепные	I	13,0	13,0	14,4	15,1
	II	13,5	13,1	14,4	15,1
	III	14,8	14,2	15,5	15,7
	IV	16,3	15,4	16,4	16,5
Железобетонные двухцепные	I	20,9	22,2	23,8	26,2
	II	21,2	22,4	23,8	26,2
	III	21,4	24,2	25,5	26,9
	IV	23,2	26,0	26,8	29,4
Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи	I	17,6	18,3	19,2	20,4
	II	17,9	18,5	19,2	20,4
	III	18,1	19,8	20,4	21,0
	IV	19,7	21,3	21,4	22,3

Таблица 9.7. Стоимость сооружения воздушных линий 220 и 330 кВ, тыс. руб/км

Опоры	Район по гололеду	220 кВ			330 кВ		
		Провода сталеалюминиевые сечением, мм ²					
		240/32	300/39	400/51	2×240/32	2×300/39	2×400/51
Стальные одноцепные	I—II	21,0	21,6	23,8	37,3	38,5	42,5
	III	22,9	23,1	25,0	39,6	40,8	44,0
	IV	24,5	24,7	26,6	41,4	42,7	45,0
Стальные двухцепные	I—II	34,4	36,2	41,3	70,4	74,0	80,2
	III	37,8	38,7	42,8	73,8	77,5	82,4
	IV	40,6	41,1	44,5	77,2	81,0	84,0
Стальные двухцепные с подвеской одной цепи	I—II	28,8	29,5	31,0	55,5	57,0	59,4
	III	31,1	31,4	31,9	59,7	61,2	61,7
	IV	33,1	33,3	33,5	61,7	63,2	65,1
Железобетонные одноцепные	I—II	16,4	17,3	19,4	33,1	35,0	38,0
	III	17,3	18,2	20,0	34,8	36,8	39,6
	IV	18,9	19,2	21,8	36,6	38,6	40,4

Продолжение табл. 9.7

Опоры	Район по гололеду	220 кВ			330 кВ		
		Провода сталеалюминиевые сечением, мм ²					
		240/32	300/39	400/51	2×240/32	2×300/39	2×400/51
Железобетонные двухцепные	I—II	27,8	30,0	33,8	—	—	—
	III	30,6	31,2	35,0	—	—	—
	IV	33,2	33,8	39,0	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—
Деревянные тропы	I—II	16,8	17,8	20,6	—	—	—
	III	18,0	18,2	20,8	—	—	—
	IV	18,2	18,6	21,2	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 9.8. Стоимость сооружения воздушных линий 500, 750 и 1150 кВ, тыс. руб/км

Опоры	Район по гололеду	500 кВ			750 кВ			1150 кВ	
		Провода сталеалюминиевые сечением, мм ²							
		3×300/66	3×330/43	3×400/51	3×500/64	5×240/56	5×300/66	5×400/51	8×330/39
Стальные оттяжки	II	48,3	49,0	53,4	62,0	—	—	—	170
	III	49,3	51,0	55,3	63,6	88	95	97	—
	IV	51,5	53,0	57,4	66,0	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Стальные свободные	II	62,2	63,7	68,6	79,5	—	—	—	—
	III	65,8	67,2	72,0	83,2	—	—	—	—
	IV	70,5	72,0	77,0	87,0	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Железобетонные	II	48,4	49,9	52,4	63,5	—	—	—	—
	III	50,3	52,0	54,3	65,3	—	—	—	—
	IV	53,0	54,4	57,0	68,5	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 9.9. Стоимость сооружения переходов ВЛ 110—750 кВ через водные преграды

Напряжение, кВ	Количество цепей	Марка и сечение проводов, мм ²	Длина переходного пролета, м	Формула перехода ¹	Высота опор, м	Габарит до воды, м	Полная стоимость, тыс. руб.
110	1	С 200	1350	К-А-А-К	105	27,5	1000
	1	С 200	900	К-П-П-К	81	24	460
	2	АС 300/204	1010	К-П-П-К	84	20	360
220	2	АС 240/56	800	К-П-П-К	80	17,7	700
	2	АС 300/204	1230	К-П-П-К	106	29,5	240
	2	АС 300/204	755	К-П-П-К	94	30,8	360
	2	АС 500/336	1395	К-П-П-К	158	38	3200
	2	АС 500/336	1286	К-П-П-К	150	38	2300

Продолжение табл. 9.9

Напряжение кВ	Количество цепей	Марка и сечение проводов мм ²	Длина переходного пролета, м	Формула перехода ¹	Высота опор, м	Габарит до воды, м	Полная стоимость, тыс. руб.
500 и 220	2	2×АС 500/336	1000	К-П-П-К	100	25	950
	2	2×АС 300/204	1150	К-П-П-К	150	30	1000
	2	3×АС 500/336 АС 500/336	1005	К-П-П-К	125	26,5	1600
500	1	2×АС 500/336	1460	К-А-А-К	101	31	750
	1	2×АСКС 500/336	1505		156	22	2000
	1	2×АС 500/336	1300	К-А-ПА-К	101	33	530
750	1	3×АС 300/204	950	К-А-А-К	и 50 58	26,3	860
	1	4×АС 500/336	905	К-П-П-К	и 47 79	25	1000
	1	4×АС 300/204	1280	К-П-П-К	172	35	2200

¹ В формуле перехода опоры обозначены; К — концевая, А — анкерная, П — промежуточная, ПА — анкерно-промежуточная.

Таблица 9.10. Кабельные линии 6 и 10 кВ

Сечение, мм ²	Стоимость, тыс. руб/км			
	АСБУ	ААБЛУ, ААБЗЛУ	ААШЛУ	ААШЛУ
6 кВ				
50	7,7/12,0	6,6/9,8	6,4/9,4	6,2/9,0
70	8,2/12,9	7,1/10,7	6,8/10,2	6,6/9,8
95	8,9/14,4	7,6/11,8	7,4/11,4	7,2/10,9
120	9,6/15,9	8,1/12,8	7,9/12,4	7,6/11,8
150	10,5/17,7	8,7/13,9	8,5/13,6	8,2/12,9
185	11,3/19,2	9,4/15,4	9,2/14,9	8,7/14,1
240	12,7/21,9	10,3/17,2	10,2/17,0	9,7/16,0
10 кВ				
50	8,3/13,2	7,1/10,7	6,9/10,4	6,7/10,0
70	9,0/14,6	7,5/11,7	7,3/11,4	7,0/10,7
95	9,9/16,5	8,1/12,8	7,9/12,4	7,6/11,8
120	10,5/17,6	8,6/13,7	8,4/13,4	8,1/12,8
150	11,3/19,2	9,1/14,8	9,0/14,5	8,7/13,9
185	12,2/21,0	9,9/16,4	9,8/16,1	9,4/15,4
240	13,5/23,7	10,9/18,3	10,9/18,3	10,1/16,8

Примечание. В числителе приведена стоимость линии с одним, в знаменателе — с двумя кабелями в траншее.

Таблица 9.11. Кабельные линии 35 кВ

Сечение, мм ²	Стоимость, тыс. руб/км, кабеля АОСБУ
120	27,6/52,5
150	28,2/53,8

Примечание. См. примечание к табл. 9.10.

Таблица 9.12. Кабельные линии 110 кВ

Сечение, мм ²	Стоимость, тыс. руб/км			
	МВДТ	МНСК	МНАГШву	АПвП
270	—	260/380	—	—
300	—	—	240/350	—
350	—	—	—	170/250
550	440/660	—	—	—
625	—	290/420	250/370	190/280

Примечание. См. примечание к табл. 9.10.

Таблица 9.13. Кабельные линии 220—500 кВ

Напряжение, кВ	Марка кабеля	Сечение, мм ²	Стоимость тыс. руб/км
220	МВДТ	1200	700/1000
	МВДТ	550	640/930
	МНСК	550	360/530
330	МВДТ	550	790/1150
	МВДТ	625	960/1400

Примечание. См. примечание к табл. 9.10.

9.3. ПОДСТАНЦИИ

Оценка капитальных вложений в подстанцию по приведенным в настоящем разделе укрупненным показателям производится суммированием следующих составляющих: распределительные устройства всех напряжений, трансформаторы (автотрансформаторы), компенсирующие устройства и реакторы, постоянная часть затрат.

По всем составляющим приведены расчетные стоимости, включающие стоимость основного и вспомогательного оборудования и строительно-монтажных работ. Для трансформаторов (автотрансформаторов), компенсирующих устройств и реакторов выделена также стоимость основного оборудования.

По комплектным трансформаторным подстанциям блочного типа, а также закрытым подстанциям 35—220 кВ приведена полная расчетная стоимость в целом на подстанцию.

Приближенная оценка стоимости расширения или реконструкции подстанции может быть сделана с использованием приводимых укрупненных показателей стоимости со следующими коррективами:

1. Стоимость реконструкции (расширения) ОРУ с выключателями принимается по стоимости дополнительных ячеек (по табл. 9.15).

2. Стоимость реконструкции ОРУ без выключателей принимается равной разности между стоимостями ОРУ после и до реконструкции.

3. При переходе от схемы без выключателей к схеме с выключателями, а также при сооружении дополнительного ОРУ его стоимость учитывается как на вновь сооружаемой подстанции.

4. Стоимость дополнительной установки или замены трансформатора принимается по полной расчетной стоимости устанавливаемого трансформатора. В случае если при замене новый трансформатор устанавливается на существующий фундамент, из расчетной стоимости необходимо вычесть затраты на строительные работы в следующих размерах, тыс. руб.:

Напряжение, кВ	Двухобмоточные	Трехобмоточные	Группа однофазных
35	3	—	—
110—150	10	15	—
220—500	18	23	65

5. Постоянная часть затрат принимается в соответствии со схемой подстанции после реконструкции в следующих размерах (проценты сумм, приведенных в табл. 9.35):

Вид реконструкции	Затраты, %
Замена (или дополнительная установка) трансформаторов:	
одного	10
двух	20
На подстанциях 220—330 кВ с автотрансформаторами 125 МВ·А — замена АТ на более мощные (или дополнительная установка более мощных):	
одного	20
двух	30
Расширение ОРУ высшего напряжения на одну-две ячейки (при их общем количестве после реконструкции не более пяти)	10
Добавление в ОРУ ВН более двух ячеек (при любой схеме)	15
Реконструкция ОРУ ВН с переходом:	
на следующую принципиальную схему	20
на более сложную схему	30
Сооружение ОРУ среднего напряжения	20
Перевод подстанции на более высокое напряжение:	
с сохранением ОРУ среднего напряжения	40
с реконструкцией ОРУ СН	60
Перевод подстанции 35 кВ на 110 кВ по упрощенной схеме:	
с реконструкцией ОРУ	30
с демонтажем ОРУ	70

При выполнении нескольких видов работ (например, расширение ОРУ и замена трансформаторов) постоянная часть затрат определяется суммированием соответствующих составляющих.

Постоянная часть затрат не учитывается при расширении ОРУ ВН на одну-две ячейки и общем их количестве после реконструкции более пяти, а также в случае, если возможность реконструкции (расширения) была предусмотрена проектом подстанции и учтена при ее сооружении.

6. Из общей суммы затрат на реконструкцию следует вычесть возвратную стоимость $K_{\text{возвр}}$ демонтируемого оборудования, которое может быть установлено на других объектах

$$K_{\text{возвр}} = K_0 (1 - a_p t / 100), \quad (9.1)$$

где K_0 — первоначальная стоимость демонтируемого оборудования; a_p — норма амортизационных отчислений на реновацию, % (см. табл. 8.2); t — продолжительность эксплуатации оборудования до его демонтажа, лет.

Распределительные устройства. Стоимости ОРУ 35—330 кВ по блочным и мостиковым схемам без выключателей, а также с выключателями в количестве не более трех приведены в табл. 9.14 по ОРУ в целом.

Таблица 9.14. Открытые распределительные устройства 35—330 кВ по блочным и мостиковым схемам

Схема ОРУ	Номер типовой схемы*	Стоимость, тыс. руб. при напряжении, кВ				
		35	110	150	220	330
Блок линия—трансформатор: с разъединителем с предохранителем с отделителем с выключателем	1	2,4	11,5	14,0	18,9	21,0
	2	2,7	—	—	—	—
	3	4,1	12,7	20,1	26,4	—
	—	5,4	36,0	61,0	79	—
Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой	4	13,0	36,3	51,9	83	—
Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	5	18,5	75,0	126	180	—
Мостик с выключателями в перемычке и в цепях трансформаторов	—	—	120	200	280	—
Мостик с отделителями в цепях трансформаторов и дополнительной линией, присоединенной через два выключателя	6	—	98	172	—	—

* Схемы см. на рис. 4.9.

Стоимости ОРУ 35—1150 кВ с количеством выключателей более трех приведены в табл. 9.15 в расчете на одну ячейку с выключателем. Для определения стоимости ОРУ в целом необходимо стоимости ячейки умножить на их количество.

Таблица 9.15. Ячейки ОРУ 35—1150 кВ с выключателями (для схем с количеством выключателей более трех)

Напряжение, кВ	Расчетная стоимость ячейки с выключателем, тыс. руб.			
	воздушным		масляным	
	при отключаемом токе, кА			
	до 40	более 40	до 30	более 30
35	14	29	9	20
110	42	57	35	43
150	70	—	—	—
220	85	130	90	105
220*	110	—	115	—
330	160	300	—	—
500	260	380	—	—
750	700	850	—	—
750**	810	—	—	—
1150	1280	—	—	—
1150**	1600	—	—	—

* Для схемы расширенного четырехугольника.

** Для ячеек с выключателями-отключателями.

Таблица 9.16. Оборудование ВЧ связи линейной ячейки

Напряжение, кВ	35	110	150	220	330	500
Увеличение стоимости линейной ячейки, тыс. руб.	4	6	9	14	31	52

Таблица 9.17. Закрытые распределительные устройства 6—10 кВ

Схема	Расчетная стоимость, тыс. руб.	Схема	Расчетная стоимость, тыс. руб.
Две секции:		Четыре секции:	
14 отходящих линий	70	42 отходящие линии	155
26 отходящих линий	95	48 отходящих линий	173
48 отходящих линий	144	52 отходящих линий	186
		Ячейка КРУ с выключателем	2,3

Примечания: 1. Расчетная стоимость ЗРУ приведена с учетом стоимости здания; стоимость ячейки КРУ не учитывает строительной части здания.
2. В стоимости ЗРУ не учтены токоограничивающие реакторы.

Указанные показатели учитывают стоимости выключателей, отделителей, разъединителей, короткозамыкателей, трансформаторов тока и напряжения, разрядников, аппаратуры управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительно-монтажных работ.

Затраты на оборудование высокочастотной связи учитываются при необходимости для линейных ячеек дополнительно по табл. 9.16.

Стоимости закрытых распределительных устройств 6—10 кВ (табл. 9.17) включают также строительную часть здания; стоимости отдельных ячеек ЗРУ даны без учета строительной части здания.

Трансформаторы и автотрансформаторы. В табл. 9.18—9.24 приведены стоимости силовых трансформаторов (автотрансформаторов) 35—1150 кВ, а в табл. 9.25 — стоимости регулировочных трансформаторов. В таблицах даны расчетные стоимости с выделением стоимости собственно трансформатора. Расчетная стоимость включает кроме стоимости трансформатора затраты на ошиновку, шиннопроводы, грозо-защиту, заземление, контрольные кабели, релейную защиту, строительные конструкции и строительно-монтажные работы.

Компенсирующие устройства и реакторы. Стоимости синхронных компенсаторов приведены в табл. 9.26. Расчетная стоимость включает кроме стоимости собственно компенсатора затраты на систему охлаждения, газовое и масляное хозяйство, РУ 10—20 кВ, силовые и контрольные кабели, а также строительно-монтажные работы по сооружению зданий, фундаментов и монтажу оборудования.

Стоимости шунтовых конденсаторных батарей 6—110 кВ, приведенные в табл. 9.27, предусматривают в соответствии с типовыми проектами комплектацию стандартными блоками из конденсаторов типа КС2-1,05-60 и КС2-1,05-125 напряжением 1,05 кВ и мощностью 60 и 125 квар.

Стоимости статических тиристорных компенсаторов и реакторов для регулирования конденсаторных батарей приведены в табл. 9.28, 9.29.

Удельная стоимость установок продольной компенсации (расчетная — с учетом стоимости всего оборудования и строительно-монтажных работ) приведена в табл. 9.30.

Стоимости токоограничивающих, шунтирующих, а также заземляющих дугогасящих реакторов даны в табл. 9.31—9.34.

Постоянная часть затрат по подстанции приведена в табл. 9.35 в зависимости от напряжения подстанции и схемы электрических соединений на стороне ВН. Приведенные показатели учитывают полную расчетную стоимость (включая оборудование и строительно-монтажные работы) подготовки и благоустройства территории, общеподстанционного пункта управления, устройств расхода на собственные нужды, аккумуляторной батареи, компрессорной, подъездных и внутриплощадочных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов.

Стоимости подъездных дорог учтены при их длине до 500 м. При необходимости строительства более протяженных дорог следует учесть дополнительные затраты.

Комплектные и закрытые подстанции. Укрупненные показатели стоимости комплектных трансформаторных подстанций из блоков заводского изготовления (КТПБ) приведены в табл. 9.36. в целом по подстанции, включая распределительные устройства, трансформаторы и постоянную часть затрат.

Таблица 9.18. Трансформаторы 35 кВ

Мощность, МВ·А	Трансформаторы двухобмоточные					
	без РПН		с РПН		с расщепленной обмоткой НН и РПН	
	Стоимость, тыс. руб.					
	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная
0,1	1	1,6	—	—	—	—
0,16	1,3	2,2	—	—	—	—
0,25	1,7	2,9	—	—	—	—
0,40	2,3	4,3	6,3	8,8	—	—
0,63	3,1	6,4	8,3	11,6	—	—
1,0	4,0	9,3	11,0	15,4	—	—
1,6	5,0	10,1	12,0	16,7	—	—
2,5	7,0	12,2	15,0	21,2	—	—
4,0	9,0	15,2	18,0	25,7	—	—
6,3	11,0	19	21,0	30,5	—	—
10	16	24	30	41,8	—	—
16	24	34	49	61,2	—	—
25	—	—	—	—	62	77
32	—	—	—	—	70	86
40	—	—	—	—	79	96
63	—	—	—	—	107	130

Таблица 9.19. Трансформаторы 110 кВ

Мощность, МВ·А	Трансформаторы двухобмоточные						Трансформаторы трехобмоточные с РПН	
	без РПН		с РПН		с расщепленной обмоткой НН и РПН			
	Стоимость, тыс. руб.							
	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная
2,5	—	—	26	35	—	—	—	—
6,3	—	—	36	49	—	—	42	57
10	—	—	40	54	—	—	51	67
16	—	—	48	63	—	—	62	79
25	—	—	—	—	66	84	72	91
40	—	—	—	—	88	109	94	117
63	—	—	—	—	110	136	126	154
80	114	144	—	—	126	157	137	166
125	140	171	—	—	196	244	—	—
200	222	263	—	—	—	—	—	—
250	255	302	—	—	—	—	—	—
400	373	438	—	—	—	—	—	—

Таблица 9.20. Трансформаторы 150 кВ

Мощность, МВ·А	Трансформаторы двухобмоточные						Трансформаторы трехобмоточные с РПН	
	без РПН		с РПН		с расщепленной обмоткой НН и РПН			
	Стоимость, тыс. руб.							
	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная
16	—	—	53	68	—	—	66	83
25	—	—	—	—	—	—	74	93
32	—	—	—	—	80	100	—	—
40	—	—	—	—	—	—	96	119
63	—	—	—	—	102	125	125	152
80	—	—	—	—	118	145	—	—
250	284	335	—	—	—	—	—	—

Таблица 9.21. Трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Мощность, МВ·А	Трансформаторы						Автотрансформаторы с РПН	
	двухобмоточные				трехобмоточные с РПН			
	без РПН		с расщепленной обмоткой НН и РПН		—		—	
	Стоимость, тыс. руб.							
трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	трансформатора	расчетная	
25	—	—	—	—	115	148	—	—
40	—	—	140	169	130	165	—	—
63	—	—	157	193	—	—	159	201
80	152	189	—	—	—	—	—	—
100	—	—	220	265	—	—	—	—
125	186	231	—	—	—	—	200	253
160	—	—	269	323	—	—	—	—
200	253	307	—	—	—	—	270	332
250	284	343	—	—	—	—	324	396
400	389	469	—	—	—	—	—	—
630	574	692	—	—	—	—	—	—
1000	740	892	—	—	—	—	—	—

Таблица 9.22. Трансформаторы и автотрансформаторы 330 кВ

Мощность, МВ·А	Трансформаторы двухобмоточные		Автотрансформаторы с РПН							
	без РПН	с расщеплен- ной обмоткой НН и РПН	330/220		330/150		330/110			
			трансформа- тора	расчетная	трансформа- тора	расчетная	трансформа- тора	расчетная	трансформа- тора	расчетная
	Стоимость, тыс. руб.									
40	—	—	156	194	—	—	—	—	—	—
63	—	—	215	267	—	—	—	—	—	—
125	220	273	—	—	—	—	—	239	320	—
200	295	362	—	—	—	—	—	291	370	—
250	306	378	—	—	209*	297	305	400	—	—
400	399	488	—	—	558**	966	430	564	—	—
630	579	718	—	—	—	—	—	—	—	—
1000	746	922	—	—	—	—	—	—	—	—
1250	910	1128	—	—	—	—	—	—	—	—

* 240 МВ·А.
** 3×133 МВ·А.

Таблица 9.23. Трансформаторы и автотрансформаторы 500 кВ

Мощность, МВ·А	Трансформаторы двухобмоточные без РПН		Автотрансформаторы с РПН					
	трансформа- тора	расчетная	500/330		500/220		500/110	
			трансформа- тора	расчетная	трансформа- тора	расчетная	трансформа- тора	расчетная
	Стоимость, тыс. руб.							
250	340	400	—	—	—	—	376	453
315	—	—	—	—	394	473	—	—
400	418	493	—	—	—	—	500	600
500	—	—	—	—	490	609	—	—
630	585	705	—	—	—	—	—	—
1000	800	932	—	—	—	—	—	—
3×167	—	—	606	913	618	970	—	—
3×267	—	—	—	—	876	1260	—	—
3×533	1443	1720	—	—	—	—	—	—

Таблица 9.24. Трансформаторы и автотрансформаторы 750 и 1150 кВ

Мощность, МВ·А	Трансформаторы двухобмоточные без РПН		Автотрансформаторы							
	750/20	1150/20	750/220		750/330		750/500		1150/500	
			трансформа- тора	расчетная	трансформа- тора	расчетная	трансформа- тора	расчетная	трансформа- тора	расчетная
	Стоимость, тыс. руб.									
3×257	—	—	—	—	1170	1750	—	—	—	—
3×333	—	—	—	—	—	—	1230	2100	—	—
3×417	1350	1930	1590	2550	—	—	—	—	1150	2150
3×667	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3200
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4300

Таблица 9.25. Линейные и последовательные регулировочные трансформаторы

Тип	Мощность, МВ·А	Стоимость, тыс. руб.	
		трансформа- тора	расчетная
ЛТМН-16000/10	16	26,5	45
ЛТДН-40000/10	40	33,8	60
ЛТЦН-40000/10	40	36,7	62
ЛТДН-63000/35	63	40,6	66
ЛТДН-100000/35	100	61	99
ОДЦНТП-92000/150	3×92	510	867
ВРТДНУ-240000/35/35	240	58	99

Таблица 9.26. Синхронные компенсаторы

Тип	Номинальная мощность, Мвар	Номинальное напряжение, кВ	Стоимость, тыс. руб.	
			компенсатора	расчетная*
КСВБ-50-11	50	11	188	330/520
КСВБ-50-11	—	—	250	390/650
КСВБ-100-11	100	11	345	670/1020
КСВБ-100-11	—	—	410	740/1150
КСВБ-160-15	160	15,75	670	1200/1900
КСВБ-160-15	—	—	830	1600/2500
КСВБ-320/20	320	20	1600	2400/4000

* В числителе — установка первого, в знаменателе — двух СК.

Таблица 9.27. Шунтовые конденсаторные батареи

Номинальное напряжение, кВ	С конденсаторами КС2-1,05-60			С конденсаторами КС2-1,05-125		
	Мощность, Мвар		Расчетная стоимость, тыс. руб.	Мощность, Мвар		Расчетная стоимость, тыс. руб.
	установленная	располагаемая*		установленная	располагаемая*	
6	2,9	2,4	18	6,0	4,9	24
10	5,0	3,8	30	10,5	7,9	40
35	17,3	13,5	100	36,0	28,0	130
110	52,0	44,5	290	108,0	93,0	390

* Располагаемая мощность конденсаторных батарей соответствует напряжению сети, превышающему номинальное на 10 %.

Таблица 9.28. Статические тиристорные компенсаторы

Тип	Номинальная мощность, Мвар	Номинальное напряжение, кВ	Стоимость, тыс. руб.	
			компенсатора	расчетная
СТКМ	160	35	2700	6500
СКРМ	40	10	680	1000
	20		340	510
	12,5		210	300
	6,3		110	160

Примечания: 1. Расчетная стоимость СТКМ приведена для наружной установки шунтирующих реакторов.

2. Стоимости СКРМ приведены без учета коммутационной аппаратуры.

Таблица 9.29. Управляемые реакторы для группового регулирования конденсаторных батарей

Тип	Номинальная мощность, Мвар	Номинальное напряжение, кВ	Стоимость, тыс. руб.	
			реактора	расчетная
РТДЦНП	25	10	500	700
РМН	2,5	35	50	70

Таблица 9.30. Установки продольной компенсации

Напряжение, кВ	110—220	330	500	750	1150
	Расчетная стоимость, тыс. руб./Мвар	8,6	9,2	11,5	13,8

Таблица 9.31. Токоограничивающие реакторы 6—10 кВ (комплект — три фазы)

Одичарные реакторы				Сдвоенные реакторы			
Тип	Номинальный ток, А	Стоимость, тыс. руб.		Тип	Номинальный ток, А	Стоимость, тыс. руб.	
		реактора	расчетная			реактора	расчетная

Наружная установка

РБНГ	1000	5,4	10,8	РБСНГ	2×1000	10,2	15,2
	1600	5,7	11,1		2×1600	10	15
	2500	8,8	14,2		2×2500	11,8	16,6

Внутренняя установка

РБ, РБГ, РБУ	1000	2,2	12,3	РБС, РБСГ, РБСД, РБСДУ, РБСУ То же и РБСДГ	2×1000	3,2	15,5
	1600	3,5	13,6		2×1600	5,2	17,5
РБГ, РБД, РБДГ, РБДУ, РБДГ	2500	4,6	15,1	РБСДГ	2×2500	6,5	18
	4000	8,8	19,3				

Примечание. Стоимости реакторов внутренней установки даны с учетом стоимости здания.

Таблица 9.32. Токоограничивающие реакторы 110—220 кВ (комплект — три фазы)

Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Мощность, Мвар	Стоимость*, тыс. руб.	
			реактора	расчетная
110	1350	3×86	78	130
220	1000	3×127	230	350

* Данные ориентировочные.

Таблица 9.33. Шунтирующие реакторы

Тип реактора	Номинальное напряжение, кВ	Мощность, МВ·А	Стоимость, тыс. руб.	
			реактора	расчетная
Трехфазные				
РТМ-3300/6	6,6	3,3	8,9	18
РТМ-3300/10	11	3,3	8,9	18
РТД-20000/35	38,5	20	27,4	50
Однофазные				
3×РОМ-1200/10	$6,6/\sqrt{3}$ $11/\sqrt{3}$	3×1,1	9,7	20
3×РОД-30000/35	$38,5/\sqrt{3}$	3×30	84	160
3×РОД-33333/110	$121/\sqrt{3}$	3×33,3	94	170
3×РОДЦ-6000/500	$525/\sqrt{3}$	3×60	271	380
3×РСДЦ-110000/750	$787/\sqrt{3}$	3×110	370	950
3×РОДЦ-300000/1150	$1200/\sqrt{3}$	3×300	1380	2700

Таблица 9.34. Реакторы масляные заземляющие дугогасящие РЗДСОМ

Напряжение, кВ	Мощность, кВ·А	Стоимость, тыс. руб.		Напряжение, кВ	Мощность, кВ·А	Стоимость, тыс. руб.	
		реактора	расчетная			реактора	расчетная
35	310	2,1	4	10	760	2,4	4,5
	620	2,8	5,5		1520	3,9	7
	1240	3,8	7	6	115	1,0	2
20	155	1,2	2,1		230	1,3	2,5
10	190	1,3	2,5		460	1,7	3,2
	380	1,7	3,2		920	2,4	4,5

Таблица 9.35. Постоянная часть затрат по подстанциям 35—1150 кВ, тыс. руб.

Напряжение, кВ	Электрическая схема подстанции на стороне ВН	Всего постоянная часть затрат	Составляющие затрат							Прочие затраты
			Подготовка и благоустройство территории	Общеподстанционный пункт управления, собственные нужды	Компрессорная	Подъездные и внутриплощадочные дороги	Средства связи и телемеханики	Внешние сети (водоснабжение, канализация)		
35/10	Без выключателей	60	10	4	—	5	30	3	8	
	С выключателями (на переменном оперативном токе)	70	10	12	—	5	30	3	10	
110/10	С выключателями (на постоянном оперативном токе)	105	15	30	—	5	35	5	15	
	Без выключателей	130	25	35	—	20	30	5	15	
110/35/10	Мостик	210	35	60	—	25	50	10	30	
	Сборные шины	290	50	80	—	30	75	20	35	
	Без выключателей	170	25	45	—	25	45	10	20	
220/10 или	Мостик	250	40	70	—	30	55	20	35	
	Сборные шины	320	50	90	—	35	80	25	40	
220/35/10	Без выключателей	240	30	40	—	30	80	25	35	
	Мостик	360	50	70	20	25	110	25	60	
220/110	Четырехугольник, сборные шины	460	60	90	25	40	135	30	80	
	Без выключателей	400	70	90	—	35	100	35	70	
330	Мостик, четырехугольник	520	80	115	35	45	120	40	85	
	Сборные шины	750	110	185	35	70	190	60	100	
	Четырехугольник	1160	200	220	55	130	240	175	140	
500	Трансформаторы — шины	1750	260	290	70	210	360	300	260	
	Полуторная	2100	280	320	70	260	540	340	290	
	Четырехугольник	2400	340	380	80	400	430	440	330	
750	Трансформаторы — шины	2800	380	420	80	450	640	460	370	
	Полуторная	4100	560	600	100	640	900	700	600	
1150	Полуторная	6800	1000	1250	110	1170	1110	1270	890	
	Трансформаторы — шины	17 000	950	4050	240	2660	530	850	7730	

Таблица 9.36. Комплектные трансформаторные подстанции блочного типа (КТПБ)

Продолжение табл. 9.36

Напряжение, кВ	Схема на стороне ВН ¹	Количество и мощность трансформаторов, шт.×МВ·А	Количество линейных ячеек на стороне		Расчетная стоимость, тыс. руб.
			СН	НН	
35/10	Мостик с выключателями в перемычке и в цепях линий	2×6,3	—	8	165
		2×10	—	8	180
		2×16	—	8	230
110/10	Блок линия — трансформатор с отделителем (110-3)	1×2,5	—	5	110
		1×6,3	—	5	125
		1×10	—	8	135
		1×16	—	11	150
		1×25	—	21	195
		1×40	—	21	220
	Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (110-4)	2×2,5	—	10	200
		2×6,3	—	10	225
		2×10	—	16	240
		2×16	—	22	270
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий ²	2×25	—	42	350	
	2×40	—	42	400	
	2×2,5	—	10	260	
	2×6,3	—	10	290	
Мостик с выключателями в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов (110-5)	2×10	—	16	310	
	2×16	—	22	340	
	2×25	—	42	430	
	2×40	—	42	465	
	2×2,5	—	10	300	
	2×6,3	—	10	330	
Мостик с выключателем в перемычке и выключателями в цепях линий ²	2×10	—	16	350	
	2×16	—	22	380	
	2×25	—	42	500	
	2×40	—	42	540	
	2×2,5	—	10	330	
	2×6,3	—	10	360	
110/35/10	Блок линия — трансформатор с отделителем (110-3)	2×10	2	11	190
		1×25	2	11	205
		1×40	2	11	230
		2×6,3	4	10	280
	Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (110-4)	2×10	4	16	310
		2×16	4	22	340
		2×25	4	22	370
		2×40	4	22	420

Напряжение, кВ	Схема на стороне ВН ¹	Количество и мощность трансформаторов, шт.×МВ·А	Количество линейных ячеек на стороне		Расчетная стоимость, тыс. руб.
			СН	НН	
	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий ²	2×6,3	4	10	340
		2×10	4	16	375
		2×16	4	22	410
		2×25	4	22	525
	Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов (110-5)	2×40	4	22	565
		2×6,3	4	10	410
		2×10	4	16	440
		2×16	4	22	470
	Мостик с выключателем в перемычке и выключателями в цепях линий ²	2×25	4	22	530
		2×40	4	22	570
		2×6,3	4	10	440
		2×10	4	16	470
	Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (220-4)	2×16	4	22	500
		2×25	4	22	560
		2×40	4	22	600
		2×40	—	42	670
220/10		2×63	—	50	740
		2×40	—	42	860
	Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов (220-5)	2×63	—	50	920
		2×25	4	22	610
220/35/10	Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (220-4)	2×40	4	22	730
		2×25	4	22	860
	Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов (220-5)	2×40	4	22	980
		2×25	4	22	860
220/110/10	Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (220-4)	2×63	4	50	1060
		2×125	4	50	1170
	Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов (220-5)	2×63	4	50	1250
		2×125	4	50	1360

¹ В скобках указан номер типовой схемы (см. рис. 4.9).
² Исполнение ХЛ.

Таблица 9.37. Закрытые подстанции 35—220 кВ

Напряжение, кВ	Схема на стороне ВН и СН	Количество и мощность трансформаторов, шт. × МВ · А	Расчетная стоимость, тыс. руб.
35/10 (6)	Два блока линия — трансформатор с автоматической перемычкой	2 × 16	300
110/10 (6)	Два блока линия — трансформатор с отделителями Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	2 × 63	850
		2 × 25	750
		2 × 63	900
		2 × 25	800
220/110/10	Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин (семь элегазовых ячеек) РУ 220 кВ: два блока две линии — трансформатор (четыре элегазовые ячейки); РУ 110 кВ: две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин (девять элегазовых ячеек)	2 × 63	5000
		2 × 200	13 000

Количество ячеек среднего и низшего напряжений соответствует комплектации завода-изготовителя. Для другого количества ячеек вторичных напряжений стоимость КТПБ следует скорректировать (см. табл. 9.17).

В табл. 9.37 приведены стоимостные показатели закрытых подстанций.

Стоимости закрытых подстанций приведены с учетом затрат на строительство здания. В РУ 110 кВ с системами шин и РУ 220 кВ предусматривается применение элегазового оборудования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

К разделу первому

- 1.1. Энергетика СССР в 1981—1985 гг./Под ред. А. М. Некрасова и А. А. Троицкого. — М.: Энергоиздат, 1981.—352 с.
- 1.2. Электроэнергетика европейских стран — членов Совета Экономической Взаимопомощи/Под общей ред. П. С. Нелорожного. — М.: Энергоиздат, 1981.—168 с.
- 1.3. Обзор энергетики мира/Д. Б. Вольфберг, В. В. Ершевич, В. Р. Котляр и др. — Энергохозяйство за рубежом, 1981, № 1, с. 1—46, № 2, с. 1—42.
- 1.4. Управление мощными энергообъединениями/Н. И. Воропай, В. В. Ершевич, Я. Н. Лугинский и др.; Под ред. С. А. Савалова. — М.: Энергоатомиздат, 1984.—256 с.
- 1.5. Ершевич В. В., Хабачев Л. Д. Первоочередные задачи автоматизации проектирования энергосистем. — Электричество, 1982, № 4, с. 5—9.

К разделу второму

- 2.1. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий/Под ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. — М.: Энергия, 1980.—576 с.
- 2.2. Электротехнический справочник/6-е изд. Под ред. В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, Л. А. Жукова и др. — Т. 3. — М.: Энергия, 1982. — Книга 1, 656 с; книга 2, 560 с.
- 2.3. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем/В. Э. Воротицкий, Ю. С. Железко, В. Н. Казанцев и др.; под ред. В. Н. Казанцева. — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 368 с.

К разделу третьему

- 3.1. Мелентьев Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. — М.: Высшая школа, 1982.—319 с.
- 3.2. Энергетический комплекс СССР/Под ред. Л. А. Мелентьева и А. А. Макарова. — М.: Экономика, 1983.—264 с.
- 3.3. Макаров А. А., Вигдорчик А. Г. Топливо-энергетический комплекс. — М.: Наука, 1979.—279 с.
- 3.4. Волькенгау И. М., Зейлигер А. Н., Хабачев Л. Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. — М.: Энергия, 1981.—320 с.
- 3.5. Прузнер С. Л., Златопольский А. Н., Некрасов А. М. Экономика энергетики СССР. — М.: Высшая школа, 1978.—478 с.

3.6. Гидроэнергетика/Под ред. В. И. Обрезкова. — М.: Энергоиздат, 1981.—608 с.

3.7. Методы оптимизации режимов энергосистем/Под ред. В. М. Горнштейна. — М.: Энергоиздат, 1981.—336 с.

3.8. Математическая модель оптимизации суточных режимов электростанций при проектировании электроэнергетических систем/Е. А. Волкова и др. — Электричество, 1975, № 1, с. 18—22.

3.9. Зейлигер А. Н., Малкин П. А. Выбор пропускной способности межсистемных связей по условию взаиморезервирования. — Тр. Энергосетьпроект, 1974, вып. 4, с. 34—41.

К разделу четвертому

4.1. Правила устройства электроустановок. — 6-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 1985. — 640 с.

4.2. Руководящие указания и нормативы по проектированию развития энергосистем: ВНТП-80. — М.: Минэнерго СССР, 1981.—43 с.

4.3. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий: СН 174-75. — М.: Стройиздат, 1976. — 56 с.

4.4. Инструкция по проектированию городских и поселковых электрических сетей: ВСН 97-83. — М.: Минэнерго СССР, 1983.—60 с.

4.5. Нормы технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения. — М.: Сельэнергопроект, 1973.

4.6. СНиП П-39-76. Железные дороги колеи 1520 мм. — М.: Стройиздат, 1977, с. 50—55.

4.7. СН 433-79. Указания по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности. — М.: Стройиздат, 1980.—79 с.

4.8. Нормы технологического проектирования атомных электростанций. — М.: Минэнерго СССР.—141 с.

4.9. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей. — М.: Минэнерго СССР, 1980.—179 с.

4.10. Нормы технологического проектирования гидроэлектростанций. — М.: Минэнерго СССР, 1977.—134 с.

4.11. Шапиро И. М. Принципы унификации элементов электрической сети 110—330 кВ. — М.: Энергоатомиздат, 1984.—175 с.

4.12. Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35—750 кВ (ОНТП 5-78). — 3-е изд. — М.: Минэнерго СССР, 1979.—40 с.

4.13. Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть. — 2-е изд. — М.: Энергоиздат, 1981, с. 62—65.

4.14. Зейлигер А. Н., Файбисович Д. Л., Фришберг Р. М., Шапиро И. М. Унификация номенклатуры сечений проводов воздушных линий электропередачи 110—500 кВ, сооружаемых на унифицированных опорах. — Энергетическое строительство, 1982, № 1, с. 43—46.

К разделу пятому

5.1. Маркович И. М. Режимы энергетических систем. — 4-е изд. — М.: Энергия, 1969.—350 с.

5.2. Мельников Н. А., Рокотян С. С., Шеренцис А. Н. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330—500 кВ/Под общ. ред. С. С. Рокотяна. — 2-е изд. — М.: Энергия, 1974.—472 с.

5.3. Дальние электропередачи 500 кВ/Под общ. ред. А. М. Некрасова и С. С. Рокотяна. — 2-е изд. — М.: Энергия, 1964. — 390 с.

5.4. Дальние электропередачи 750 кВ/Под общ. ред. А. М. Некрасова и С. С. Рокотяна. — Ч. 1. Воздушные линии. — М.: Энергия, 1974.—224 с.

5.5. Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. — М.: Энергия, 1970.—509 с.

5.6. Иофьев Б. И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. — М.: Энергия, 1974.—416 с.

5.7. Ершевич В. В., Кинер Г. Р., Кривушкин Л. Ф. Влияние уровня токов КЗ на выбор оптимального развития электрических сетей. — Электрические станции, 1972, № 7, с. 9—13.

5.8. Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях. — М.: Энергия, 1974.—72 с.

5.9. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения/Под ред. Г. Н. Александрова и Л. Л. Петерсона. — Л.: Энергоатомиздат. Ленинград. отд-ние, 1983.—368 с.

5.10. Влияние дуговых электропечей на системы электроснабжения/Под ред. М. Я. Смелянского и Р. В. Минеева. — М.: Энергия, 1975.—184 с.

К разделу шестому

6.1. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения/Под ред. И. А. Баумштейна и М. В. Хомякова. — М.: Энергоиздат, 1981.—656 с.

6.2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. — 13-е изд. — М.: Энергия, 1977.—288 с.

К разделу седьмому

7.1. Единые технические указания по выбору и применению электрических кабелей. — Электрические станции, 1977, № 10, с. 83—86.

7.2. Справочник по проектированию линий электропередачи/Под ред. М. А. Реута и С. С. Рокотяна. — М.: Энергия, 1980.—295 с.

7.3. Электротехнический справочник/Под общ. ред. В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, Л. А. Жукова и др. — 6-е изд. — Т. 1. — М.: Энергоиздат, 1982.—519 с.

7.4. Макиенко Т. П., Тюрин А. В. Кабели 110—500 кВ высокого давления. — Электрические станции, 1982, № 8, с. 49—54.

К разделу восьмому

8.1. Инструкция по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства (генерирование, передача и распределение электрической и тепловой энергии). — М.: Энергия, 1983.—56 с.

8.2. Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем. — 2-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 1984.—200 с.

8.3. Учет фактора надежности при технико-экономическом сравнении вариантов схем развития электрических сетей энергосистем/Л. В. Ковальчук, П. Б. Миронов, В. А. Непомнящий и др. — Тр. ин-та Энергосетьпроект, 1970, вып. 1, с. 109—119.

8.4. Непомнящий В. А. Учет надежности при проектировании энергосистем. — М.: Энергия, 1978. — 200 с.

8.5. Михайлов В. В. Надежность электроснабжения промышленных предприятий. — М.: Энергоиздат, 1982.—152 с.

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Книготорги имеют в продаже и высылают положенным платежом (без задатка) книги:

Справочник по проектированию линий электропередачи/М. Б. Вяземский, В. Х. Ишкин, К. П. Крюков и др. — 2-е изд., перераб. и доп. — Энергия, 1980. — 296 с. — В пер.: 1 р. 30 к.

Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для вузов/А. А. Васильев, И. П. Крючков, Е. Ф. Наяшкова и др. — Энергия, 1980. — 668 с. — В пер.: 2 р. 30 к.

Автоматика электроэнергетических систем: Учебн. пособие для вузов/О. П. Алексеев, В. Е. Казанский, В. Л. Козис и др. — Энергоиздат, 1981. — 480 с. — В пер.: 1 р. 10 к.

Заказы направлять по адресу: 660607, г. Красноярск, ул. Мира, 86, Облкниготорг.

Справочник по проектированию линий электропередачи/Под ред. М. А. Реута и С. С. Рокотяна — 2-е изд., перераб. и доп. — Энергия, 1980. — 298 с. — В пер.: 1 р. 30 к.

Заказы направлять по адресу: 680036 Хабаровск, ул. Алеутская, 29, Облкниготорг.

ВИКТОР ВАСИЛЬЕВИЧ ЕРШЕВИЧ, АНАТОЛИЙ НИКОЛАЕВИЧ
ЗЕЙЛИГЕР, ГЕОРГИЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ ИЛЛАРИОНОВ,
ЛЮДМИЛА ЯКОВЛЕВНА РУДЫК, ДАВИД ЛЬВОВИЧ
ФАЙБИСОВИЧ, РУВИМ МОИСЕЕВИЧ ФРИШВЕРГ,
ЛЕВ ДАВЫДОВИЧ ХАБАЧЕВ, ИБРАГИМ МАРКОВИЧ ШАПИРО

СПРАВОЧНИК ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Редактор издательства *И. А. Сморчкова*
Художественный редактор *В. А. Гозак-Хозак*
Технический редактор *Н. П. Собакина*
Корректор *Г. А. Полонская*

ИБ № 962

Сдано в набор 22.02.85. Подписано в печать 18.11.85. Т-22326. Формат 84×108^{1/32}. Бумага кн. журн. нмп. Гарнитура литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 18,49. Усл. кр.-отт. 18,48. Уч.-изд. л. 24,61. Тираж 30 000 экз. Заказ № 137. Цена 1 р. 60 к.

Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Владимирская типография Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли 600000, г. Владимир, Октябрьский проспект, д. 7

ВНИМАНИЮ ЧИТАТЕЛЕЙ!

Энергоатомиздат готовит к изданию в 1986 г. следующие книги:

Савин Ю. С., Франгулян В. И. Определение сметной стоимости строительства электрических сетей сельскохозяйственного назначения.

Цапенко Е. Ф. Замыкания на землю в сетях 6—35 кВ.

Справочник по ремонту и техническому обслуживанию электрических сетей/Под ред. К. М. Антипова, И. Е. Бандуилова.

Маркушевич Н. С. Автоматизированная система диспетчерского управления: Из опыта Латвийской энергосистемы.

Попов И. Н., Лачугин В. Ф., Соколова Г. В. Релейная защита на контроле переходных процессов.

Шнеерсон Э. М. Дистанционные защиты.

Электрические цепи с ферромагнитными элементами в релейной защите/А. Д. Дроздов, А. С. Засыпкин, С. Л. Кужеков; Под ред. В. В. Платонова.

Предварительные заказы на эти книги Вы можете оформить в местных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу.

Своевременное оформление предварительных заказов — гарантия того, что Вы приобретете интересующую Вас книгу.