

Министерство образования Российской Федерации
Южно-Уральский государственный университет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

А.М. Ершов

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Часть 3
СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–220 кВ

Курс лекций



Челябинск
Издательский центр ЮУрГУ
2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
Южно-Уральский государственный университет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

621.311(07)
Е804

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Часть 3
СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–220 кВ

Курс лекций

Челябинск
Издательский центр ЮУрГУ
2017

УДК [658.26(07): 621.31](075.8) + 621.311(075.8)
Е804

Одобрено
учебно-методической комиссией энергетического факультета

Рецензенты

Ершов, А.М.

Е804 Системы электроснабжения. Часть 3: Системы электроснабжения напряжением 6–220 кВ: курс лекций / А.М. Ершов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 160 с.

Рассмотрено построение схем внешнего, внутризаводского и внутрицехового электроснабжения, даны сведения об их конструктивном построении. Изложены методы расчетов электрических нагрузок, силовых трансформаторов понизительных подстанций и цеховых трансформаторных подстанций, кабельных линий. Даны сведения о компенсации реактивной мощности, качестве электрической энергии, режимах нейтрали, защите от перенапряжений, электроосвещении, электропотреблении и энергосбережении.

Для студентов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров «Электроэнергетика и электротехника».



УДК [658.26(07): 621.31](075.8) +
621.311(075.8)

Издательский центр ЮУрГУ, 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОБЩИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ПОЛОЖЕНИЯ	
1.1. Развитие электроэнергетики России	7
1.2. Основные требования к схемам электрических сетей напряжением 35–110–220 кВ	13
2. СХЕМЫ ПИТАЮЩИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 35–110–220 кВ	
2.1. Общие положения	16
2.2. Типы конфигураций электрических сетей	17
2.3. Схемы присоединения понижающих подстанций к электрическим сетям	19
3. ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 35–110–220/6–10 кВ	
3.1. Основные требования к схемам распределительных устройств высшего напряжения подстанций	22
3.2. Типовые схемы РУ ВН подстанций	22
3.3. Схемы РУ напряжением 6–10 кВ подстанций	25
4. ФОРМИРОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ГОРОДОВ	
4.1. Принципы построения систем электроснабжения	28
4.2. Схемы внешнего электроснабжения промышленных предприятий	31
4.3. Построение системы электроснабжения города	37
5. КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 35–110–220 кВ	
5.1. Воздушные линии электропередачи напряжением 35–110–220 кВ	43
5.2. Кабельные линии напряжением 35–110–220 кВ	46
5.3. Вопросы экологии при проектировании развития электрической сети	48
5.3.1. Воздушные линии	48
5.3.2. Подстанции	50
5.4. Подстанция 110/10 кВ закрытого типа и кабельная линия 110 кВ	51
5.4.1. Экологические и техногенные условия строительства закрытых подстанций кабельных линий напряжением 110 кВ и выше	51
5.4.2. Кабельная линия напряжением 110 кВ	53
5.4.3. Закрытая подстанция 110/10 кВ	58
5.4.4. Конструктивное исполнение отдельных элементов элегазовых модулей	63
5.4.5. Строительная часть	75

6. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–10 кВ	
6.1. Городские электрические сети	87
6.2. Сельские электрические сети	94
6.3. Секционирование воздушных линий	99
6.4. Сельские трансформаторные подстанции	103
6.5. Особенности конструкции электрооборудования, обеспечивающие безопасную эксплуатацию СЭС	-
7. НАДЁЖНОСТЬ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
7.1. Экономические показатели надёжности	110
7.1.1. Учёт надёжности при проектировании СЭС ПП	110
7.1.2. Ущерб народному хозяйству от ненадёжности СЭС	111
7.1.3. Удельные ущербы	113
7.1.4. Влияние технологических особенностей производства на надёжность электроснабжения	115
7.2. Методы определения ущерба	116
7.2.1. Определение ущерба по общему количеству недоотпущенной электроэнергии	116
7.2.2. Определение ущерба по аварийным и плановым недоотпускам электроэнергии	116
7.3. Методы расчёта надёжности СЭС ПП	122
7.3.1. Общие сведения о методах расчета	122
7.3.2. Аналитический метод расчета надёжности СЭС	124
7.3.3. Расчёт надёжности СЭС с помощью структурных схем	127
7.3.4. Пример выбора варианта схемы внешнего электроснабжения	130
7.3.5. Сравнительная оценка надёжности типовых подстанций напряжением 35–110–220 кВ	137
7.4. Надёжность электрических сетей внутреннего электроснабжения ПП	139
7.4.1. Особенности построения СЭС ПП	139
7.4.2. Радиальные схемы	140
7.4.3. Радиально-ступенчатые схемы	141
7.4.4. Магистральные схемы	141
7.4.5. Схема одиночных магистралей с секционированием их разъединителем	143
7.4.6. Схема питания электроприемников от двух магистральных линий	143
7.5. Повышение надёжности электроснабжения ПП	144
7.5.1. Требования к надёжности электроснабжения потребителей электроэнергии	144
7.5.2. Направления повышения надёжности электроснабжения	145
8. АВТОНОМНЫЕ И АВАРИЙНЫЕ ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ СЭС	
8.1. Организация работы аварийных источников питания	151

8.2. Пример применения электроснабжения потребителей особой группы 1-й категории надёжности	155
9. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ	-
10. ДИАГНОСТИКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СЭС	-
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	158

1. ОБЩИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Развитие электроэнергетики России

Настоящий учебник рассчитан на студентов вузов, специализирующихся в области электропривода и автоматизации промышленных установок. Курс "Электроснабжение промышленных установок" является для этой специальности одним из профилирующих; в нем даются сведения по теории, расчету и проектированию установок, предназначенных для питания электроэнергией всех промышленных электротехнических устройств (электроприводов, электротехнологических установок, электрического освещения, электрических устройств управления и др.), рассматриваемых в других профилирующих курсах.

Начало развития электроэнергетики России связано с разработкой и реализацией плана ГОЭЛРО (Государственная комиссия по электрификации России). Энергетики нашей страны первыми в мире получили опыт широкого государственного планирования целой отрасли промышленности, такой важной и определяющей, как электроэнергетика. Известно, что с плана ГОЭЛРО началось многолетнее планирование развития народного хозяйства в масштабе всей страны, начались первые пятилетки.

Динамика развития электроэнергетической базы СССР, а с 1991 г. - России, характеризуется данными табл. 1.1.

Развитие электроэнергетики страны в 1930-е годы характеризовалось началом формирования энергосистем. Наша страна протянулась с востока на запад на одиннадцать часовых поясов. Соответственно этому в отдельных регионах меняется потребность в электроэнергии и режимы работы электростанций. Эффективнее использовать их мощность, «перекачивая» ее туда, где она необходима в данный момент. Надежность и устойчивость снабжения электроэнергией можно обеспечить лишь при наличии взаимосвязей между электростанциями, т. е. при объединении энергосистем.

К 1935 г. в СССР работало шесть энергосистем с годовой выработкой электроэнергии свыше 1 млрд. кВтч каждая, в том числе Московская - около 4 млрд. кВтч, Ленинградская, Донецкая и Днепровская - более чем по 2 млрд. кВтч. Первые энергосистемы были созданы на основе линий электропередачи напряжением 110 кВ, а в Днепровской энергосистеме напряжением - 154 кВ, которое было принято для выдачи мощности Днепровской ГЭС.

Со следующим этапом развития энергосистем, характеризующимся ростом передаваемой мощности и соединением электрических сетей смежных энергосистем, связано освоение электропередач класса 220 кВ. В 1940 г. для связи двух крупнейших энергосистем Юга страны была сооружена межсистемная линия 220 кВ Донбасс - Днепр.

Таблица 1.1

Развитие электроэнергетической базы страны

Показатели	1930 г.	1940 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1980 г.	1990 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.
Установленная мощность электростанций, млн. кВт,	2,87	11,12	19,61	66,72	166,1	266,7	203,3	212,8	214,8	214,9	216,4
в том числе:											
тепловых	2,74	9,60	16,39	51,94	133,8	201,0	139,7	147,2	147,4	147,4	148,4
атомных	-	-	-	-	0,9	12,5	20,2	21,3	22,7	22,7	22,7
гидравлических	0,13	1,52	3,22	14,78	31,4	52,3	43,4	44,3	44,7	44,8	45,3
Выработка электроэнергии, млрд. кВтч,	8,35	43,3	91,2	292,3	740,9	1293,9	1082,1	877,8	891,3	891,3	916,2
в том числе на:											
тепловых	7,8	38,5	78,5	241,4	613,0	1037,1	797,0	583,4	578,5	585,5	607,8
атомных	-	-	-	-	3,5	72,9	118,3	129,0	136,9	141,6	150,7
гидравлических	0,55	4,8	12,7	50,9	124,4	183,9	166,8	165,4	175,9	164,2	157,7

Примечание. Данные за 1930–1980 гг. относятся к СССР, данные за 1990–2003 гг. - к Российской Федерации.

Нормальное развитие народного хозяйства страны и его электроэнергетической базы было прервано Великой Отечественной войной 1941–1945 годов. На территории ряда временно оккупированных районов оказались энергосистемы Украины, Северо-Запада, Прибалтики и ряда центральных районов Европейской части страны. В результате военных действий производство электроэнергии в стране упало в 1942 г. до 29 млрд. кВтч, что существенно уступало предвоенному году. За годы войны было разрушено более 60 крупных электростанций общей установленной мощностью 5,8 млн. кВт, что отбросило страну к концу войны на уровень, соответствующий 1934 г.

Во время войны было организовано первое Объединенное диспетчерское управление (ОДУ). Оно было создано на Урале в 1942 г. для координации работы трех районных энергетических управлений: Свердловэнерго, Пермэнерго и Челябинэнерго. Эти энергосистемы работали параллельно по линиям 220 кВ.

В конце войны и особенно сразу же после ее окончания были развернуты работы по восстановлению и быстрому развитию электроэнергетического хозяйства страны. Так, с 1945 по 1958 гг. установленная мощность электростанций увеличилась на 42 млн. кВт или в 4,8 раза. Произ-

водство электроэнергии выросло за эти годы в 5,4 раза, а среднегодовой темп прироста производства электроэнергии составил 14 %. Это позволило уже в 1947 г. выйти по производству электрической энергии на первое место в Европе и второе – в мире.

В начале 1950-х годов развернулось строительство каскада гидроузлов на Волге. От них протянулись на тысячу и более километров к промышленным районам Центра и Урала линии электропередачи напряжением 500 кВ. Наряду с выдачей мощности двух крупнейших Волжских ГЭС это обеспечило возможность параллельной работы энергосистем Центра, Средней и Нижней Волги и Урала. Так был завершён первый этап создания Единой энергетической системы (ЕЭС) страны. Этот период развития электроэнергетики прежде всего был связан с процессом «электрификации вширь», при котором на первый план выступала необходимость охвата обжитой территории страны сетями централизованного электроснабжения в короткие сроки и при ограниченных капиталовложениях.

В 1970 г. к Единой энергосистеме европейской части страны была присоединена Объединенная энергосистема (ОЭС) Закавказья, а в 1972 г. – ОЭС Казахстана и отдельные районы Западной Сибири.

Производство электроэнергии в 1975 г. по стране достигло 1038,6 млрд. кВтч и увеличилось по сравнению с 1970 г. в 1,4 раза, что обеспечило высокие темпы развития всех отраслей народного хозяйства. Важным этапом развития ЕЭС явилось присоединение к ней энергосистем Сибири путем ввода в работу в 1977 г. транзита 500 кВ Урал-Казахстан-Сибирь, что способствовало покрытию дефицита электроэнергии в Сибири в условиях маловодных лет, и, с другой стороны, использованию в ЕЭС свободных мощностей сибирских ГЭС. Все это обеспечило более быстрый рост производства и потребления электроэнергии в восточных районах страны для обеспечения развития энергоёмких производств территориально-промышленных комплексов, таких как Братский, Усть-Илимский, Красноярский, Саяно-Шушенский и др. За 1960-1980 годы производство электроэнергии в восточных регионах возросло почти в 6 раз, тогда как в Европейской части страны, включая Урал, - в 4,1 раза. С присоединением энергосистем Сибири к ЕЭС работа наиболее крупных электростанций и основных системообразующих линий электропередачи стала управляться из единого пункта. С пульта Центрального диспетчерского управления (ЦДУ) ЕЭС в Москве с помощью разветвленной сети средств диспетчерской связи, автоматики и телемеханики диспетчер может в считанные минуты перебрасывать потоки мощности между энергообъединениями. Это обеспечивает возможность снижения устанавливаемых резервных мощностей.

Новый этап развития электроэнергетики (так называемая «электрификация вглубь»), связанный с необходимостью обеспечения все возрастающего спроса на электроэнергию, потребовал дальнейшего развития магистральных и распределительных сетей и освоения новых, более вы-

соких ступеней номинальных напряжений и был направлен на повышение надежности электроснабжения существующих и вновь присоединяемых потребителей. Это потребовало совершенствования схем электрических сетей, замены физически изношенного и морально устаревшего оборудования, строительных конструкций и сооружений.

К 1990 г. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА страны получила дальнейшее развитие. Мощности электростанций достигли около 5млн. кВт. Наибольшую установленную мощность имели Сургутская ГРЭС - 4,8 млн. кВт, Курская, Балаковская и Ленинградская АЭС - 4,0 млн. кВт, Саяно-Шушенская ГЭС — 6,4 млн. кВт.

Развитие электроэнергетики продолжало идти опережающими темпами. Так, с 1955 г. производство электроэнергии в СССР выросло более чем в 10 раз, в то время как произведенный национальный доход увеличился в 6,2 раза. Установленная мощность электростанций увеличилась с 37,2 млн. кВт в 1955 г. до 344 млн. кВт в 1990 г. Протяженность электрических сетей напряжением 35 кВ и выше в этот период возросла с 51,5 до 1025 тыс. км, в том числе напряжением 220 кВ и выше – с 5,7 тыс. до 143 тыс. км. Значительным достижением развития электроэнергетики было объединение и организация параллельной работы энергосистем стран — членов СЭВ, общая установленная мощность электростанций которых превысила 400 млн. кВт, а электрическая сеть охватила территорию от Берлина до Улан-Батора.

Электроэнергетика бывшего СССР в течение длительного периода времени развивалась как единый народнохозяйственный комплекс, а ЕЭС страны, являющаяся его частью, обеспечивала межреспубликанские потоки мощности и электроэнергии. До 1991 г. ЕЭС функционировала как государственная общесоюзная централизованная структура. Образование на территории СССР независимых государств привело к коренному изменению структуры управления и развития электроэнергетики.

Изменение политических и экономических условий в стране уже в это время стало оказывать серьезное негативное влияние на развитие и функционирование электроэнергетики. Впервые за послевоенные годы и 1991 г. уменьшилась установленная мощность электростанций, снизилась выработка и потребление электроэнергии. Ухудшились показатели качества электрической энергии. Возросли потери электроэнергии в электрических сетях, удельные расходы топлива на производство электрической и тепловой энергии. Увеличилось число ограничений и отключений потребителей, существенно снизились поставки электроэнергии в страны Восточной Европы.

Образование на территории бывшего СССР независимых государств и раздел электроэнергетической собственности между ними привели к коренному изменению структуры управления электроэнергетикой. В этих государствах были созданы собственные органы управления и самостоя-

тельные субъекты хозяйствования в электроэнергетике. Разрушение системы централизованного управления таким сложным единым технологическим объектом, каким была электроэнергетика СССР, поставило задачу скорейшего создания системы скоординированного управления и планирования развития электроэнергетики государств Содружества.

Для этих целей государства – члены СНГ заключили 14 февраля 1992 г. соглашение «О координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств», в соответствии с которым был создан Электроэнергетический Совет СНГ и его постоянно работающий орган – Исполнительный комитет. Электроэнергетическим Советом СНГ был принят ряд важных решений, способствующих стабилизации электроэнергетики государств Содружества. Однако преобладание дезинтеграционных процессов в экономике стран СНГ в целом, нарушение сложившихся в ЕЭС принципов координации управления производством и распределением электроэнергии, отсутствие эффективных механизмов совместной работы, неспособность отдельных энергосистем обеспечить поддержание частоты в требуемых диапазонах привели к прекращению параллельной работы между большинством энергосистем, т. е. фактически к распаду ЕЭС бывшего СССР и, соответственно, к потере всех преимуществ, которые она обеспечивала.

Основные изменения в электроэнергетике России за последние годы связаны с акционированием объектов электроэнергетики, в результате которого на федеральном уровне было образовано Российское акционерное общество энергетики и электрификации (РАО) «ЕЭС России», на региональном уровне – акционерные общества – АО-энерго и началось создание федерального оптового рынка электроэнергии и мощности.

Несмотря на тяжелые экономические условия в стране, электроэнергетическая отрасль России продолжала в целом обеспечивать потребности экономики и населения в тепловой и электрической энергии.

В ЕЭС России не было крупных системных аварий с погашением большого числа потребителей. (Только в 2003 г. такие аварии имели место в энергосистемах США, Италии, Великобритании и Скандинавии.)

Продолжалось строительство новых энергетических объектов – электростанций и электрических сетей, в первую очередь, в энергодефицитных районах России и в районах, энергоснабжение которых после разделения СССР оказалось зависимым от других государств.

Установленная мощность электростанций России увеличилась незначительно: с 213,3 млн. кВт в 1990 г. до 214,1 млн. кВт в 1998 г. В то же время производство электроэнергии за эти годы упало более, чем на 23 %: с 1082,1 млрд. кВтч в 1990 г. до 827 млрд. кВтч в 1998 г. Падение производства электроэнергии с 1990 по 1998 г. оказалось значительно меньшим, чем падение внутреннего валового продукта (ВВП) (более чем на 40 %) и промышленного производства (более чем на 50 %), что привело к суще-

ственному росту энергоемкости народного хозяйства. В 1999 г. производство электроэнергии в России впервые с 1990 г. увеличилось и составило 847 млрд. кВтч.

За годы после распада СССР произошло ухудшение экономических показателей работы отрасли – возросли удельный расход условного топлива на отпущенный кВт·час, потери электроэнергии на ее транспорт, удельная численность персонала, снизились показатели качества электроэнергии и надежность электроснабжения потребителей, а также эффективность использования капитальных вложений.

Основными причинами снижения экономической эффективности работы отрасли явились проблема неплатежей потребителей за полученную электроэнергию, несовершенство существующих механизмов управления электроэнергетическими предприятиями в новых условиях, а также неурегулированность отношений между странами СНГ в области электроэнергетики. Хотя условия для конкуренции в электроэнергетике России созданы (благодаря акционированию и образованию федерального оптового рынка электроэнергии и мощности, на котором имеется более 100 собственников электроэнергетических объектов), правила эффективной совместной работы различных собственников, обеспечивающие минимизацию затрат на производство, транспорт и распределение электрической энергии в рамках ЕЭС России разработаны не были.

ЕЭС России охватывает всю обжитую территорию страны от западных границ до Дальнего Востока и является крупнейшим в мире централизованно управляемым энергообъединением. В составе ЕЭС России действует семь ОЭС – Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Урала, Северного Кавказа, Сибири и Дальнего Востока. В настоящее время (2004 г.) параллельно работает пять первых ОЭС. Энергосистема Калининградской области Янтарьэнерго отделена от России территорией государств Балтии.

На территории России действуют изолированно работающие энергосистемы Якутии, Магадана, Сахалина, Камчатки, районов Норильска и Колымы. В целом энергоснабжение потребителей России обеспечивают 74 территориальных энергосистемы.

Параллельно с ЕЭС России работают энергосистемы стран Балтии, Белоруссии, Закавказья и отдельные районы Украины. Параллельно, но не синхронно с ЕЭС (через вставку постоянного тока) работает энергосистема Финляндии, входящая в объединение стран Северной Европы (NORDEL). От сетей ЕЭС России осуществляется также приграничная торговля электроэнергией с Норвегией, Монголией и Китаем, а также передача электроэнергии в Болгарию.

1.2. Основные требования к схемам электрических сетей напряжением 35–110–220 кВ

При проектировании схем электрических сетей должна обеспечиваться экономичность их развития и функционирования с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими. В первую очередь необходимо рассматривать работоспособность действующих сетей при перспективном уровне электрических нагрузок с учетом физического и морального износа линий и ПС и их возможной реконструкции.

Развитие сети должно предусматриваться на основе целесообразности использования технически и экономически обоснованного минимума схемных решений, обеспечивающих построение сети из типовых унифицированных элементов в соответствии с нормативно-технической документацией по проектированию ПС и линий.

Схема электрической сети должна быть гибкой и обеспечивать сохранение принятых решений по ее развитию при возможных небольших отклонениях:

- уровней электрических нагрузок и балансов мощности от планируемых;
- трасс ВЛ и площадок ПС от намеченных;
- сроков ввода в работу отдельных энергообъектов.

На всех этапах развития сети следует предусматривать возможность ее преобразования с минимальными затратами для достижения конечных схем и параметров линий и ПС.

При проектировании развития сети рекомендуется предусматривать комплексное электроснабжение существующих и перспективных потребителей независимо от их ведомственной принадлежности и формы собственности. При этом рекомендуется учитывать нагрузки других потребителей, расположенных в рассматриваемом районе, а также намечаемых на рассматриваемую перспективу.

При проектировании развития системообразующей сети следует исходить из целесообразности многофункционального назначения вновь сооружаемых линий:

- увеличение пропускной способности сети для обеспечения устойчивой и надежной параллельной работы ОЭС;
- надежная выдача мощности электростанций;
- питание узлов нагрузки.

Рекомендуется избегать прямых связей между электростанциями (без промежуточных отборов мощности), для чего их необходимо прокладывать через крупные узлы нагрузки.

Построение электрической сети должно соответствовать требованиям охраны окружающей среды.

Схема должна обеспечивать оптимальный уровень токов короткого замыкания, которые на шинах электростанций и ПС не должны превышать следующих значений (табл. 1.2).

Таблица 1.2

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

Для ограничения уровней токов КЗ следует предусматривать соответствующие схемные и режимные мероприятия.

Особо важным требованием к схеме является обеспечение необходимой надежности, под которой понимается способность выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в условиях, оговоренных в нормативных документах. Согласно 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, угрозу безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения. Эти электроприемники должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания (такowymi, 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 электроприемников**, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров. Для электроснабжения этой группы электроприемников должен предусматриваться третий (аварийный) независимый источник, мощность которого должна быть 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.

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 сутки.

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.

Схема и параметры электрической сети должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой в случае отключения любой линии или трансформатора сохраняется питание потребителей без ограничения нагрузки с соблюдением нормативного качества электроэнергии. Помимо общих требований к надежности и пропускной способности системообразующих и распределительных сетей общего назначения регламентируются соответствующие требования к отдельным группам потребителей – промышленным предприятиям, тяговым подстанциям электрифицированных железных дорог, насосных и компрессорных станций магистральных трубопроводов и других потребителей. В нормативных документах конкретизированы требования по резервированию, количеству цепей и трансформаторов на ПС, схемам присоединения ПС к сети.

Если рассматриваемые варианты схемы существенно различаются по надежности электроснабжения, рекомендуется производить экономическую оценку ущерба от недоотпуска электроэнергии. 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.

2. СХЕМЫ ПИТАЮЩИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 35–110–220 кВ

2.1. Общие положения

В России получили распространение две системы напряжений электрических сетей переменного тока (110 кВ и выше):

– 110–330–750 кВ в энергетических системах Северо-Запада и частично Центра;

– 110–220–500 кВ в энергетических системах центральных и восточных регионов страны. Для этих энергосистем в качестве следующей ступени принято напряжение 1150 кВ, введенное в ГОСТ в 1977 г. Ряд построенных участков электропередачи 1150 кВ временно работали в 90 гг. на напряжении 500 кВ.

Электрические сети строятся по ступенчатому принципу путем последовательного «наложения» сетей нескольких напряжений. Появление следующей ступени напряжения связано с ростом мощности электростанций и целесообразностью ее выдачи на более высоком напряжении. Реконструкция электрических сетей приводит к сокращению длины отдельных линий за счет присоединения к сети новых подстанций (ПС), а также к изменению значений и направлений потоков мощности по линиям.

Наибольшее распространение получили электрические сети напряжением 110 кВ как в энергосистемах с системой напряжений 220–500 кВ, так и 330–750 кВ. Удельный вес линий 110 кВ составляет около 70 % общей протяженности воздушных линий (ВЛ) напряжением 110 кВ и выше. На этом напряжении осуществляется электроснабжение промышленных предприятий и энергоузлов, городов, электрификация железнодорожного и трубопроводного транспорта; они являются верхней ступенью распределения электроэнергии в сельской местности.

Напряжения 6–10–20–35 кВ предназначены для электрических сетей в городах, сельской местности и на промышленных предприятиях. Преимущественное распространение имеет напряжение 10 кВ. Электрические сети напряжением 6 кВ сохраняют значительный удельный вес по протяженности, но, как правило, не развиваются и, по возможности, заменяются сетями напряжением 10 кВ. К этому классу примыкает имеющееся в ГОСТ напряжение 20 кВ, получившее ограниченное распространение первоначально в одном из центральных районов г. Москвы, а сейчас это напряжение стало появляться и в других энергосистемах. Например, в 2015 г. в Екатеринбурге построена подстанция «Медная» на напряжение 110/20 кВ, питающая один из городских районов.

Напряжение 35 кВ используется в сельской местности для питания подстанций напряжением 35/10 кВ, реже используется трансформация 35/0,4 кВ.

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.

2.2. Типы конфигураций электрических сетей

Общепринятая классификация электрических сетей по их конфигурации отсутствует. Однако, несмотря на многообразие применяемых конфигураций и схем, любую сеть можно расчленить на отдельные участки, опирающиеся на центры питания (ЦП), и отнести к одному из рассмотренных ниже типов (рис. 2.1).

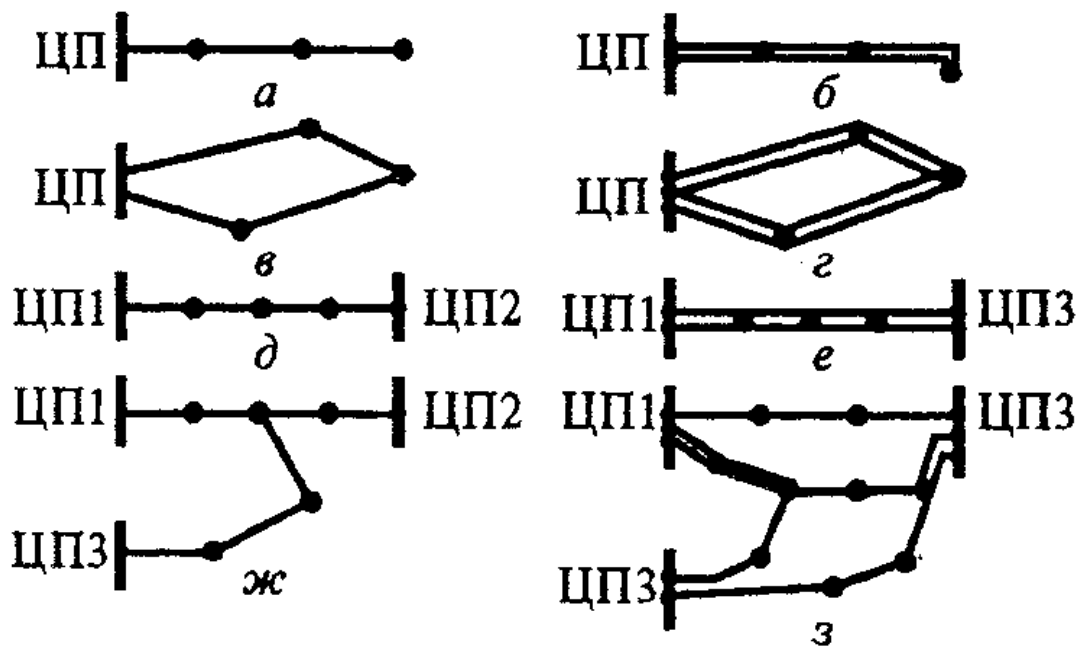


Рис. 2.1. Основные типы конфигурации сети: а, б – радиальные с одной и двумя ВЛ; в, г – замкнутые от одного ЦП с одной и двумя ВЛ; д, е – с двухсторонним (от двух ЦП) питанием по одной и двум ВЛ; ж – узловая с тремя ЦП; з – многоконтурная

Одинарная радиальная сеть (далее, для сокращения, тип Р1, рис. 2.1, а) является наиболее дешевой, но обеспечивает наименьшую надежность; получила широкое распространение как первый этап развития сети – при небольших нагрузках присоединенных ПС.

Двойная радиальная сеть (тип Р2, рис. 2.1, б) за счет дублирования линии (на одних или разных опорах) обеспечивает резервирование питания потребителей. Эта схема характеризуется равномерной загрузкой 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 ПС по простейшим схемам.

При электроснабжении района от одного ЦП находят применение также *замкнутые сети кольцевой конфигурации* одинарные (тип 31, рис. 2.1, в) и двойные (тип 32, рис. 2.1, г). Достоинствами этих схем, как и радиальных, являются независимость потокораспределения от перетоков в сети высшего напряжения (ВН), отсутствие влияния на уровень токов КЗ в прилегающих сетях, возможность применения простых схем присоединения ПС.

Широкое применение находит *замкнутая одинарная сеть*, опирающаяся на два ЦП (тип Д1, рис. 2.1, 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 ПС;
- уменьшение суммарной длины ВЛ по сравнению с присоединением каждой ПС «по кратчайшему пути» (что приводит к созданию сложнозамкнутой сети);
- возможность присоединения ПС по упрощенным схемам.

Недостатками конфигурации Д1 являются большая вероятность неэкономичного потокораспределения при параллельной работе сетей разных напряжений и повышение уровней токов КЗ, вызывающее необходимость секционирования в нормальных режимах.

Модификацией конфигурации Д1 является *замкнутая двойная сеть*, опирающаяся на два ЦП (тип Д2, рис. 2.1, е). Применяется при более высоких плотностях нагрузок, обладает практически теми же преимуществами и недостатками, что и конфигурация Д1.

Узловая сеть (тип У, рис. 2.1, ж) имеет более высокую надежность, чем Д1 и Д2, за счет присоединения к трем ЦП, однако плохо управляема в режимном отношении и требует сооружения сложной узловой ПС. Создание такой сети, как правило, бывает вынужденным - при возникновении технических ограничений для дальнейшего использования сети типа Д1.

Многоконтурная сеть (тип М, рис. 2.1, з) является, как правило, результатом неуправляемого развития сети в условиях ограниченного количества и неравномерного размещения ЦП. Характеризуется сложными схемами присоединения ПС, 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, ПС следующей ступени напряжения, являющихся ЦП для проектируемой сети.

Для распределительной сети такими конфигурациями являются в первую очередь двойная радиальная сеть (Р2) и одинарная замкнутая, опирающаяся на два ЦП (Д1). Техничко-экономические исследования и анализ области применения этих конфигураций показывают, что применение конфигурации типа Р2 (как правило, на двухцепных опорах) эффективнее при небольших расстояниях

от потребителей до ЦП и при высоких уровнях нагрузок. Этот тип сети находит применение для электроснабжения промпредприятий и отдельных районов городов на напряжении 110 кВ.

Конфигурация Д1 находит широкое применение в сетях 110 кВ для электрификации потребителей сельской местности, а также в распределительных сетях 220 кВ, обеспечивая с наименьшими затратами максимальный охват территории. Техническими ограничениями для конфигурации Д1 являются пропускная способность головных участков, которая должна обеспечивать электроснабжение всех присоединенных ПС в послеаварийном режиме при выходе одного из них, а также предельное количество присоединенных ПС.

Конфигурация типа Д2 обладает большой пропускной способностью и может использоваться длительное время без преобразования в другие типы. Она применяется в сетях 110 кВ систем электроснабжения городов, а также в сетях 110–220 кВ для электроснабжения протяженных потребителей – электрифицируемых железных дорог и трубопроводов.

Замкнутые конфигурации, опирающиеся на один ЦП (31 и 32), используются, как правило, на первом этапе развития сети: первые – в сельской местности с последующим преобразованием в два участка типа 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 нежелательно, однако в условиях развивающейся сети избежать их не удастся. По мере появления новых ЦП следует стремиться к упрощению многоконтурной сети; при этом новые ЦП целесообразно размещать в её узловых точках.

Системообразующие сети характеризуются меньшим многообразием типов конфигурации. Здесь, как правило, применяются конфигурации Д1 и У. При этом в качестве узловых точек используются распредустройства электростанций и часть ПС 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.

2.3. Схемы присоединения понижающих подстанций к электрическим сетям

Понижающие ПС предназначены для распределения энергии по сети низшего напряжения (НН) и создания пунктов соединения сети высшего напряжения (ВН) (коммутационных пунктов). Исходя из применяющихся типов конфигурации сети (см. п. 2.2.) и возможных схем присоединения ПС их можно подразделить на следующие (рис. 2.2):

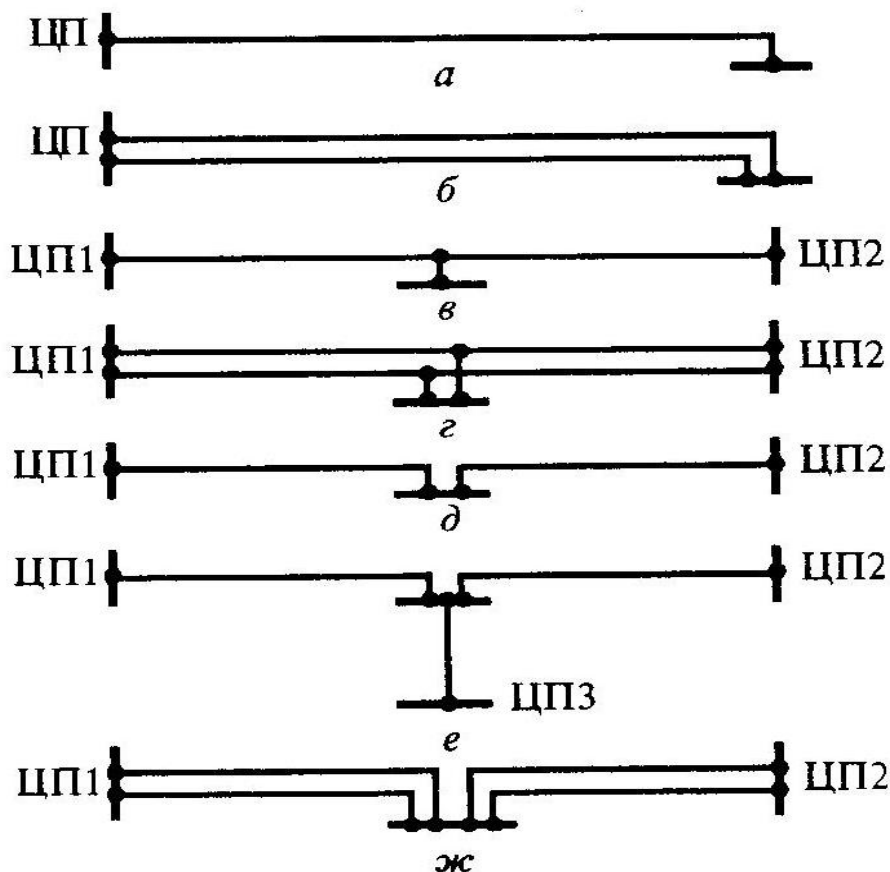


Рис. 2.2. Основные типы присоединения подстанций к сети:
а, б – тупиковые, присоединяемые к одной и двум ВЛ; в, г – ответвительные от одной и двух ВЛ; д – проходная, присоединяемая путем захода одной ВЛ; е, ж – узловые, присоединяемые по трем и более питающим ВЛ

тупиковые (Т1 и Т2) – питаемые по одной (рис. п. 2.2, а) или двум радиальным линиям; схема 2.2, а рассматривается как первый этап развития сети с последующим преобразованием в схему 2.2, б или 2.2, д;

ответвительные (О1 и О2) – присоединяемые к одной (рис. 2.2, в) или двум (рис. 2.2, г) проходящим ВЛ на ответвлениях; схема 2.2, в является первым этапом развития с последующим преобразованием в схему 2.2, г или 2.2, д;

проходные (П) – присоединяемые к сети путем захода одной линии с двусторонним питанием (рис. 2.2, д);

узловые (У) – присоединяемые к сети не менее чем по трем питающим линиям (рис. 2.2, е, ж).

Ответвительные и проходные ПС объединяют термином **промежуточные**, который определяет размещение ПС между двумя ЦП сети (или узловыми ПС).

Проходные или узловые ПС, через шины которых осуществляются перетоки между отдельными точками сети, называют **транзитными подстанциями**.

В табл. 2.1 приведены данные статистического анализа частоты применения приведенных выше схем присоединения ПС в сетях 110–330 кВ.

Таблица 2.1

Частота использования разных схем присоединения подстанций
к электрическим сетям напряжением 110–330 кВ

Напряжение сети, кВ	Частота использования схем, %, по рис. 2.2					
	T1	T2	O1	O2	П	У
110	7	14	10	28	27	14
220	7	10	4	8	45	26
330	10	4	–	–	44	42

Из приведенных данных видно, что большинство ПС присоединяется к сети по двум линиям. Имеется тенденция к увеличению числа линий за счет уменьшения доли ПС, присоединяемых на первом этапе по одной линии. Удельный вес узловых ПС увеличивается с ростом напряжения сети, одновременно снижается доля тупиковых и ответвительных ПС. Наиболее распространенным типом ПС 110–330 кВ является проходная. Анализ схем построения электрических сетей 110–330 кВ показывает, что к узловым ПС 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 ЦП ВН.

Схемы присоединения ПС к сети, допустимое количество промежуточных ПС между двумя ЦП выбираются в зависимости от величины нагрузки и ответственности потребителей ПС, 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, объекты нефтяных месторождений Западной Сибири, крупнейшие города) эти вопросы регламентированы ведомственными и нормативными документами.

3. ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 35–110–220/6–10 кВ

3.1. Основные требования к схемам распределительных устройств высшего напряжения подстанций

1. Схема распределительного устройства высшего напряжения (РУ ВН) подстанции должна обеспечивать надежное питание присоединенных потребителей в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с категориями нагрузки по надежности электроснабжения с учетом наличия или отсутствия независимых резервных источников питания.

2. Схема РУ ВН должна обеспечивать надежность транзита мощности через ПС в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с его значением для рассматриваемого участка сети.

3. Схема РУ ВН должна быть по возможности простой, наглядной, экономичной и обеспечивать возможность восстановления питания потребителей в послеаварийной ситуации средствами автоматики без вмешательства персонала.

4. Схема РУ ВН должна допускать поэтапное развитие РУ с переходом от одного этапа к другому без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей.

5. Число одновременно срабатывающих выключателей в пределах одного РУ ВН 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 ПС.

Схема РУ ВН подстанций выбирается с использованием типовых схем РУ 35–750 кВ, нашедших широкое применение при проектировании. Нетиповая главная схема применяется при наличии технико-экономических обоснований или специального требования заказчика. Обычно нетиповые схемы применяются при реконструкции действующих ПС.

3.2. Типовые схемы РУ ВН подстанций

На рис. 3.1 приведены типовые схемы РУ 35–220 кВ, а в табл. 3.1 – перечень схем и области их применения. Типовые схемы РУ обозначаются двумя числами, указывающими напряжение сети и номер схемы (например, 110-5Н).

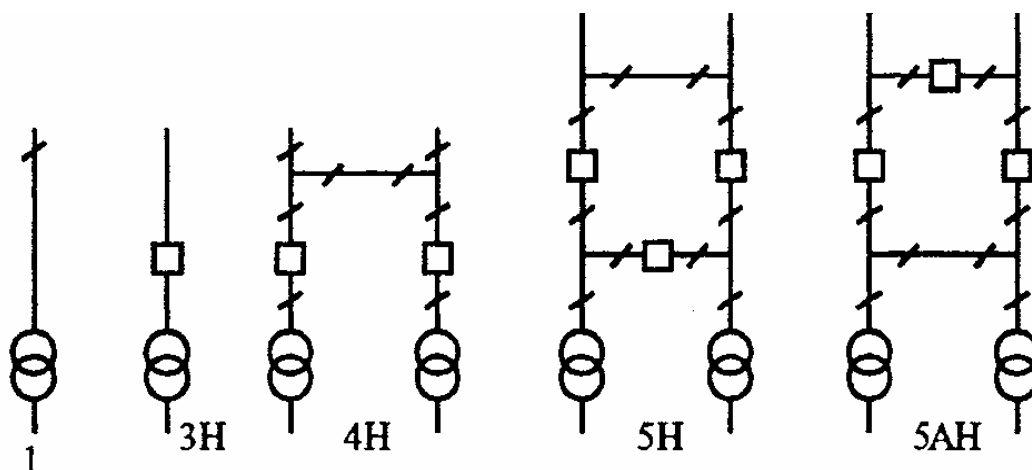


Рис. 3.1. Типовые схемы распределительных устройств высшего напряжения подстанций

В период строительства электрических сетей высокими темпами, на этапе «электрификации вширь» (1960–1985 гг.), на ПС 110 кВ (частично – 35 и 220 кВ) с упрощенными схемами на ВН в качестве коммутационных аппаратов получили широкое распространение отделители и короткозамыкатели. Простота конструкции и их относительная дешевизна по сравнению с выключателями позволила обеспечить массовое строительство ПС в короткие сроки. В то же время эти аппараты обладают определенными конструктивными дефектами и эксплуатационными недостатками. Принципиальным недостатком схем с отделителями и короткозамыкателями является то, что искусственно создаваемое КЗ для отключения поврежденного участка сети в бестоковую паузу с помощью отделителя резко увеличивает общую продолжительность наиболее тяжелых условий работы выключателей на смежных ПС. Поэтому в настоящее время использование отделителей и короткозамыкателей на вновь сооружаемых ПС прекращено, а при реконструкции действующих ПС они должны заменяться выключателями. К номерам типовых схем, в которых отделители и короткозамыкатели заменены на выключатели, добавлен индекс «Н» (3Н, 4Н, 5Н, 5АН).

Блочные схемы 1, 3Н являются, как правило, первым этапом двухтрансформаторной ПС с конечной схемой «сдвоенный блок без перемычки». Схема 1 применяется в условиях загрязненной атмосферы, где целесообразна установка минимума коммутационной аппаратуры, или для ПС 330 кВ, питаемых по двум коротким ВЛ. Сдвоенная схема 3Н применяется вместо схемы 4Н в условиях стесненной площадки.

Мостиковые схемы 5, 5Н и 5АН находят широкое применение в сетях 110–220 кВ. На первом этапе в зависимости от схемы сети возможна схема укрупненного блока (два трансформатора и одна ВЛ) либо установка одного трансформатора; в последнем случае количество выключателей определяется необходимостью.

Таблица 3.1

Типовые схемы РУ ВН подстанций

Номер типовой схемы по рис. 3.1	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия
		Напряжение, кВ	Сторона подстанции	Количество присоединяемых линий	
1	Блок (линии – трансформатора) с разъединителем	35-330	ВН	1	1.Тупиковые ПС, питаемые линией без ответвлений. 2.Охват трансформатора линейной защитой со стороны питающего конца или передача телеотключающего импульса
3Н	Блок (линии – трансформатора) с выключателем	35-220	ВН	1	Тупиковые и ответвительные ПС
4Н	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии	35-220	ВН	2	1.Тупиковые и ответвительные ПС 2. Недопустимость применения отделителей
5Н	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычки со стороны линий	35-220	ВН	2	1.Проходное ПС 2.Мощность трансформаторов до 63 МВА включительно
5АН	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычки со стороны трансформаторов	35-220	ВН	2	1.Проходное ПС 2.Мощность трансформаторов до 63 МВА включительно

3.3. Схемы РУ напряжением 6–10 кВ подстанций

Схемы РУ10 (6) кВ приведены на рис. 3.2.

Схема с одной секционированной выключателем системой шин (рис. 3.2, а) применяется при двух трансформаторах с нерасщепленными обмотками НН.

Схема с двумя секционированными системами шин (рис. 3.2, б) применяется при двух трансформаторах с расщепленной обмоткой НН или сдвоенных реакторах (рис. 3.2, в).

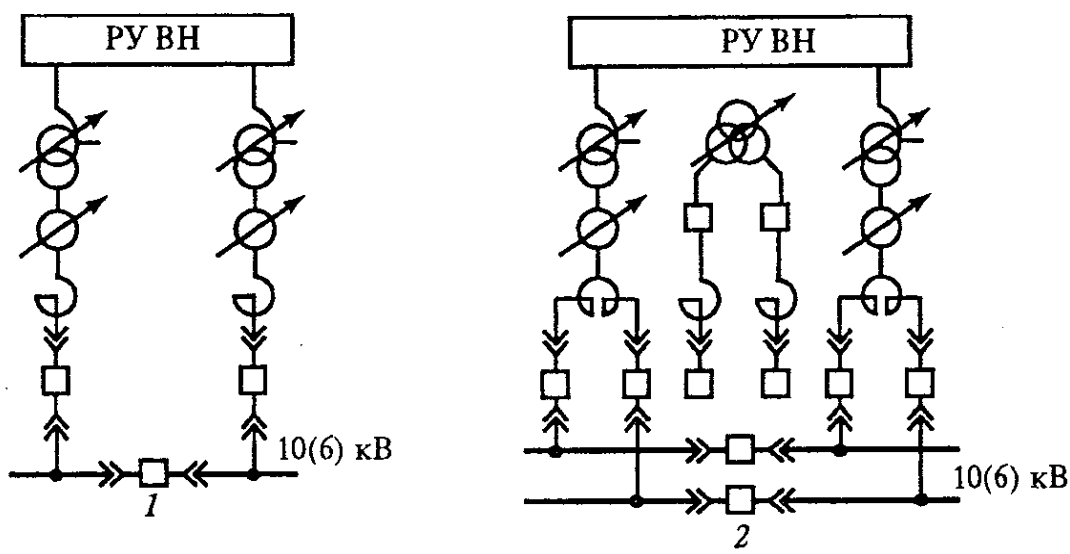


Рис. 3.2. Типовые схемы РУ 10 (6) кВ: а – одна секционированная система шин; б, в – две секционированные системы шин

Для ПС с ВН 35–220 кВ освоено заводское изготовление блочных комплектных ТП (КТП) – КТПБ. На рис. 3.3 приведены схемы выпускаемых заводом КТПБ 110 кВ, выполненных по упрощенным схемам с выключателями на ВН.

Схемы КТПБ 220 кВ с упрощенными схемами на стороне ВН приведены на рис. 3.4. Целесообразное количество ВЛ 110 кВ, отходящих от подстанций с ВН 220 кВ, приведено ниже:

Мощность АТ, МВА	2x63	1x125	2x200
Количество ВЛ 110 кВ	4	6-8	10-12

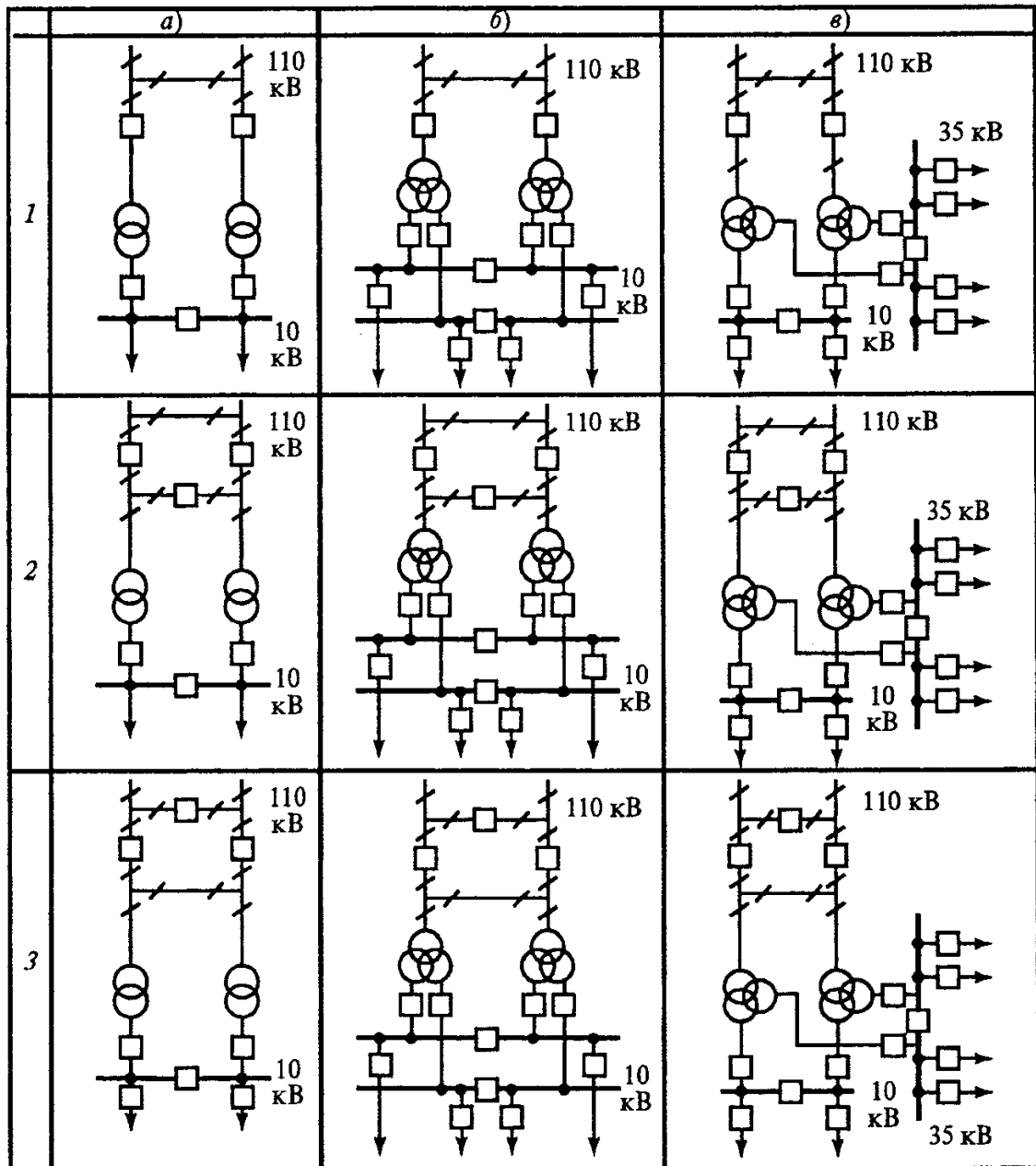


Рис. 3.3. Схемы типовых унифицированных подстанций 110 кВ

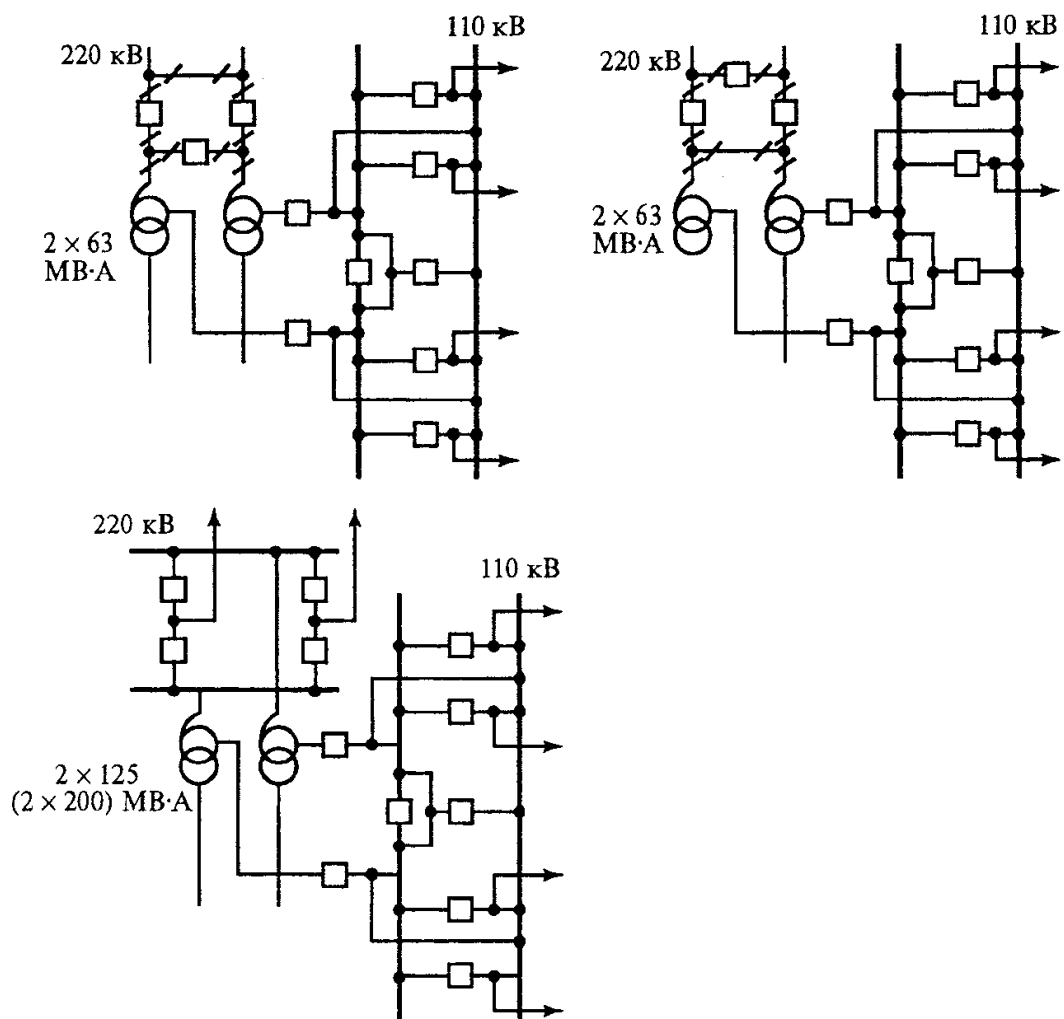


Рис. 3.4. Схемы типовых унифицированных подстанций 220 кВ

4. ФОРМИРОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ГОРОДОВ

4.1. Принципы построения систем электроснабжения

При проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий (СЭС III) основными вопросами являются выбор общей схемы питания числа, мощности и расположения понижающих подстанций, напряжений питающих и распределительных сетей, способов передачи электроэнергии по территории предприятия.

При построении схемы электроснабжения необходимо учитывать ряд специфических факторов, свойственных отдельным ПП, в частности, наличие зон о загрязненной и агрессивной окружающей среде, особых групп электроприемников, требующих повышенной надежности питания, электроприемников с резкопеременной ударной нагрузкой и др. Эти факторы обуславливают дополнительные требования к СХ ПП.

Концентрация крупных производств на сравнительно малой территории приводит 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 характерные особенности, определила общий подход и создала ряд характерных схем.

1. Выбор схемы и напряжения сети внешнего электроснабжения производится на основе технико-экономического сравнения возможных вариантов с учетом перспективы развития предприятия, чтобы осуществление первой очереди не приводило к большим затратам, связанным с последующим развитием.

2. 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.

3. Основным источником электроснабжения, как правило, являются энергетические системы. Исключение составляют предприятия с большим теплотреблением, для которых основным источником может являться ТЭЦ. При этом обязательно предусматривать связь ТЭЦ с энергосистемой, как правило, на напряжении 110 кВ и выше. Примерами построения таких СЭС служат Челябинский металлургический комбинат, город Миасс и др.

4. 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 ПС ВН при размещении предприятий на значительной территории.

Применяемые для внешнего электроснабжения промышленных предприятий напряжения зависят от напряжения электрических сетей энергосистемы в районе размещения предприятий и от их нагрузки.

Электроснабжение ПП разделяют на внешнее и внутреннее (внутризаводское). К внешнему электроснабжению условно отнесем часть СЭС, включавшую в себя головные выключатели, расположенные на районной понижающей подстанции энергосистемы (ЭС), питающие предприятие линии электропередачи и понижающие трансформаторы главной понижающей подстанции (ГПП) предприятия, если она имеется, с коммутационной аппаратурой на стороне высшего напряжения ГПП.

К внутреннему электроснабжению отнесем часть СЭС ПП, начиная с вводных выключателей распреустройства со стороны низшего напряжения 6–35 кВ понижающих трансформаторов ГПП и всю распределительную сеть, включая кабельные, воздушные линии и токопроводы, высоковольтные распределительные пункты (РП) и цеховые понижающие трансформаторные подстанции (ТП). К внутреннему электроснабжению относятся также цеховые электрические сети напряжением до 1000 В (внутрицеховое электроснабжение).

В [Ермилов-1983, ЭПП-94] принято следующее условное деление ПП по потребляемой мощности: большие – с суммарной установленной мощностью электроприемников 75 МВт и более; средние – с установленной мощностью 5–75 МВт; малые – с установленной мощностью до 5 МВт.

Независимым источником питания (ИП) электроприемника или группы электроприемников называют ИП, на котором сохраняется напряжение при исчезновении его на других ИП. Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) к независимым ИП могут быть отнесены две секции или системы шин одной или двух электростанций или подстанций при соблюдении следующих условий:

- каждая из секций или систем шин питается от независимых источников;
- секции или системы шин не связаны между собой или же имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций или системы шин.

Питание электроэнергией ПП, имеющих электроприемника 1-й категории, осуществляется не менее чем по двум линиям. Также по двум линиям питаются ПП с электроприемниками 2-й категории, бесперебойная работа которых необходима для функционирования основных производств. Для питания электроприемников особой группы 1-й категории предусматривается третий независимый ИП. Питание электроприемников 3-й категории может выполняться от одного источника если перерыв электроснабжения,

необходимый для ремонта или замены поврежденного элемента СХ, не превышает одних суток.

Питание по двухцепным линиям, смонтированным на общих опорах, может быть применено для электроприемников всех категорий ПП, при этом для электроприемников особой группы 1-й категории должен быть предусмотрен специальный аварийный ИП [ЭПП-94]. Применение же двух одноцепных линий должно обосновываться технико-экономическими расчетами. Оно целесообразно в районах с интенсивным образованием гололеда, на затопляемых или заболоченных участках трассы, где осложнено выполнение работ по восстановлению питания, при высоких требованиях к бесперебойности питания, например, при преобладании нагрузок 1-й категории.

При построении СЭС ПП необходимо учитывать требования потребителей, а также энергетической системы (технические условия присоединения). Эти требования определяют основные параметры и возможности дальнейшего развития СЭС ПП.

Основные требования, предъявляемые к промышленным СЭС:

- высокая надёжность электроснабжения (необходимая степень надёжности);
- рациональное построение схемы электроснабжения;
- рациональное конструктивное решение;
- удобство и безопасности в эксплуатации;
- возможность перспективного развития.

При построении СЭС ПП следует широко применять:

- блочные схемы;
- подстанции без сборных шин на первичном напряжении;
- комплектные и малогабаритные конструкции отдельных элементов схем электроснабжения;
- простые и дешевые аппараты (отделители, короткозамыкатели, выключатели нагрузки, предохранители);
- автоматику и телемеханику на всех ступенях СЭС.

При проектировании СЭС нужно предусматривать отдельную работу линий и трансформаторов, отдавать предпочтение одной системе сборных шин и ограниченно применять двойную систему сборных шин, по возможности ограничивать использование дорогих масляных и воздушных выключателей.

Для правильного решения вопросов электроснабжения необходимо различать режимы, возникающие во время аварии и в период, непосредственно следующий после нее – соответственно аварийный и послеаварийный.

Аварийный режим – это кратковременный переходной режим, вызванный нарушением нормальной работы СЭС или отдельных ее звеньев и продолжающийся до отключения поврежденного звена или элемента. Про-

должительность аварийного режима определяется в основном временем действия устройств релейной защиты, автоматики и телеуправления, а в отдельных случаях действиями оперативного персонала по отключению поврежденного элемента.

Послеаварийный режим – это режим, возникающий после отключения поврежденных элементов СЭС, т. е. после ликвидации аварийного режима. Он гораздо более длителен, чем аварийный режим, и продолжается до восстановления нормальных условий работы СЭС.

СЭС в целом нужно отстроить таким образом, чтобы в послеаварийном режиме она обеспечивала функционирование основных производств ПП. При этом используются все дополнительные ИП и возможности резервирования, в том числе и те, которые в нормальном режиме нерентабельны (различные переемычки, связи на вторичных напряжениях и др.). В послеаварийном режиме допустимо частичное ограничение передаваемой мощности, а также позволены отклонения некоторых параметров качества электроэнергии.

4.2. Схемы внешнего электроснабжения промышленных предприятий

Для электроснабжения предприятий с небольшой нагрузкой используются сети напряжением 10 кВ с питанием их от ближайших ПС 110 кВ энергосистемы; для электроснабжения средних и крупных предприятий, как правило, применяются сети 110 кВ, в отдельных случаях – 220-500 кВ.

Используются следующие основные схемы распределения электроэнергии:

- главная понижающая ПС (ГПП) предприятия 220–500/110 кВ для распределения электроэнергии между ПС глубоких вводов (ПГВ) 110/10(6) кВ глубоких вводов; ГПП в отдельных случаях целесообразно совмещать с ПС энергосистемы, предназначенной для электроснабжения района;
- ряд ПС 110/10(6) кВ, присоединяемых к сети 110 кВ системы;
- ПГВ 220/10(6) кВ – для крупных предприятий с сосредоточенной нагрузкой.

подавляющее большинство крупных промышленных предприятий имеет потребителей 1-й и 2-й категорий, поэтому их внешнее электроснабжение осуществляется не менее чем по двум линиям. Предпочтительной является схема, при которой линии выполняются на отдельных опорах и идут по разным трассам (или каждая ПС питается по двум цепям, подвешенным на опорах разных двухцепных ВЛ). Выбор пропускной способности питающих линий производится таким образом, чтобы при выходе из работы одной из них оставшиеся обеспечивали питание приемников электроэнергии 1-й и 2-й категорий, необходимых для функционирования основных производств.

ПГВ выполняются, как правило, по простейшим схемам с минимальным количеством оборудования на напряжении ВН.

На рис. 4.1–4.5 приведены примеры схем внешнего электроснабжения крупных промышленных предприятий.

Для обеспечения потребности в тепле химкомбината (рис. 4.1) 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 электроэнергии по территории комбината к ПГВ 110/6 кВ и приёма мощности от ТЭЦ на напряжении 110 кВ.

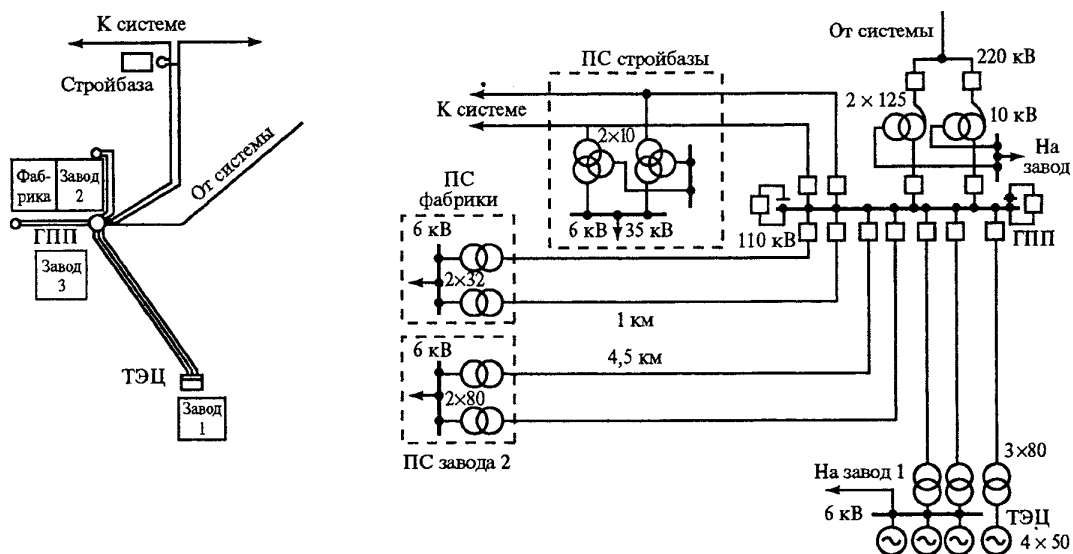


Рис. 4.1. Схема внешнего электроснабжения химкомбината с нагрузкой 300 МВт: а – схема сети; б – схема подстанций

Сравнительно небольшое потребление тепла заводом минеральных удобрений (рис. 4.2) удовлетворяется от котельной; 90 % электрической нагрузки приходится на потребителей 1-й категории. В связи с этим три ПГВ 110/6 кВ выполняют по схеме двух блоков линия-трансформатор с возможностью покрытия всей нагрузки от одного блока.

Потребность в тепле нефтехимкомбината (рис. 4.3) удовлетворяется от ТЭЦ мощностью 150 МВт, дефицит электрической мощности – от районной ПС 330/110 кВ. Мощность распределяется как от шин 6 кВ ТЭЦ, так и от пяти ПГВ 110/6 кВ.

Схема электроснабжения алюминиевого завода, показанная на рис. 4.4, осуществляется с помощью трансформаторов 220/10 кВ с расщепленной обмоткой 10 кВ мощностью по 180 МВА. 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 переключо-

чением на стороне 10 кВ (в нормальном режиме он отключен со стороны 10 кВ). 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. 4.5, а) осуществляется от районных ПС 220-500/110 кВ и ТЭЦ по двухцепным ВЛ 110 кВ, к каждой из которых присоединяется ряд двухтрансформаторных ПГВ 110/10(6) кВ, выполняемых по типовой схеме 110-4Н. В отдельных случаях при большом количестве ВЛ и ПГВ сооружаются также узловые распределительные пункты (УРП) 110 кВ. Такие схемы используются для расширяемых существующих заводов.

Рост нагрузок и их плотности, повышение требований к надежности электроснабжения привели к появлению схем, приведенных на рис. 1.12, б. К кольцевой сети 110 кВ, питаемой от районных ПС и ТЭЦ, присоединяется ряд УРП; ПГВ питаются от УРП по КЛ ПО кВ; ПГВ выполняются по схеме блок - КЛ - трансформатор с установкой от одного до четырех трансформаторов. Такие схемы находят применение в последнее время для вновь сооружаемых заводов.

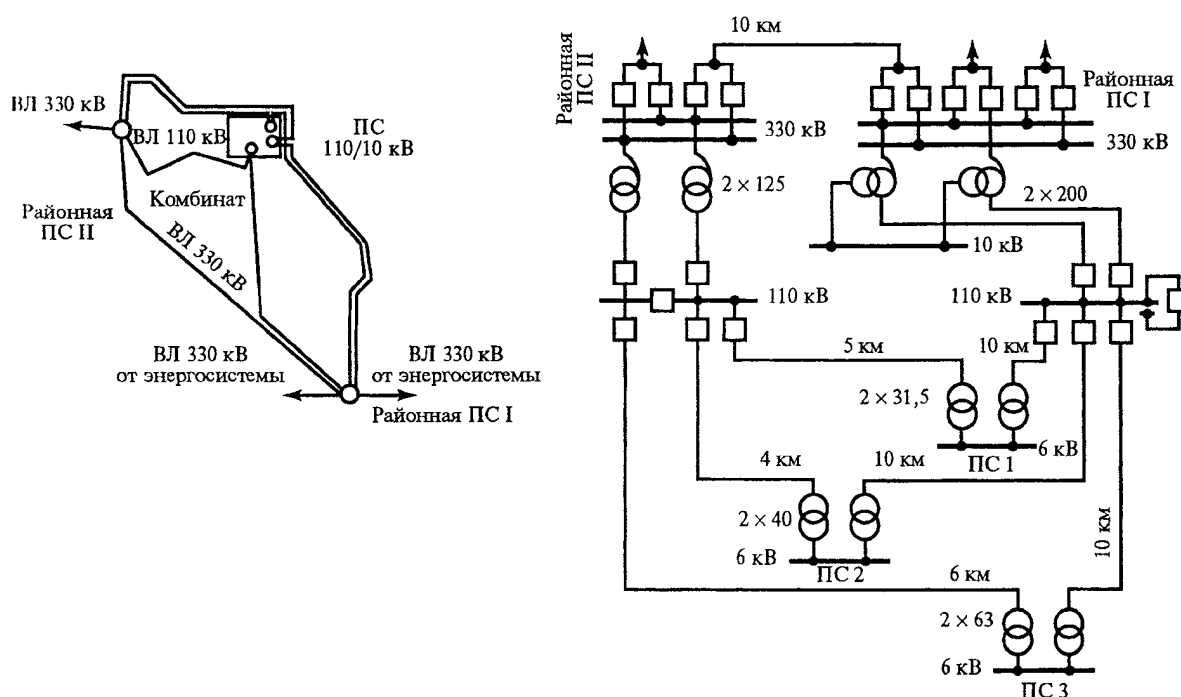


Рис. 4.2. Схема внешнего электроснабжения завода минеральных удобрений с нагрузкой 150 МВт: а – схема сети; б – схема подстанций

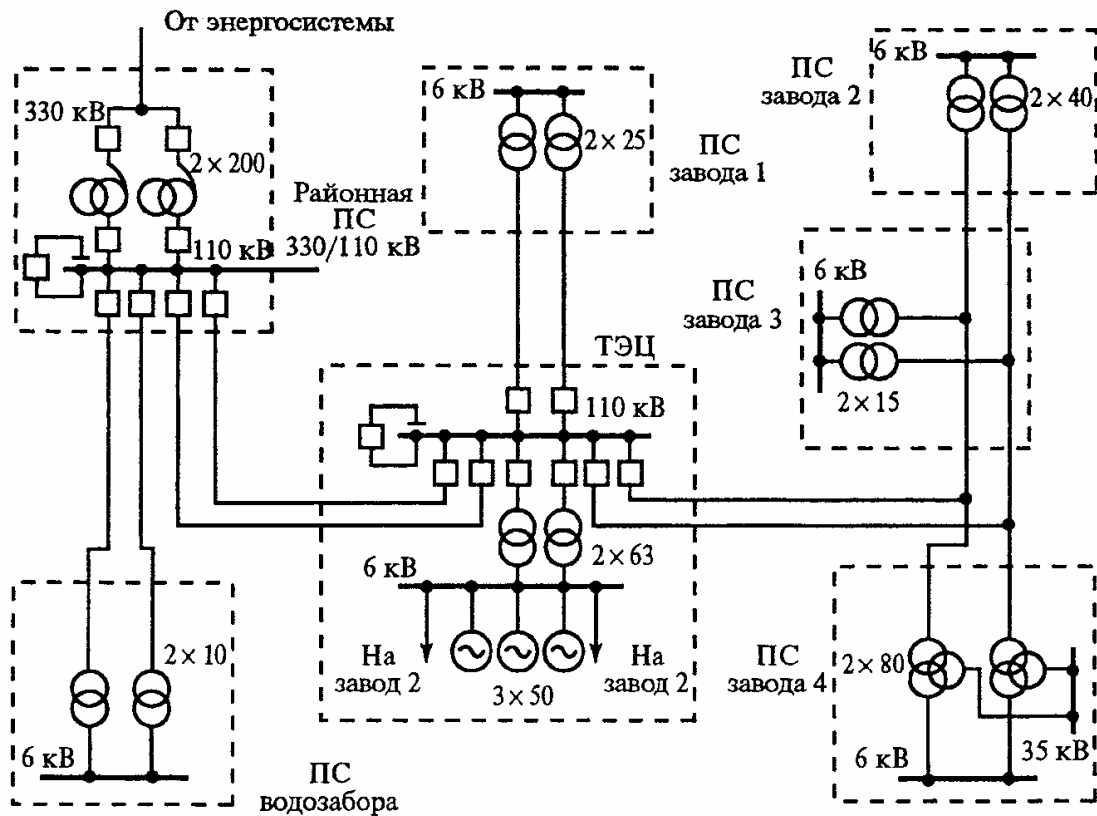


Рис. 4.3. Схема внешнего электроснабжения нефтехимического комбината с нагрузкой 300 МВт

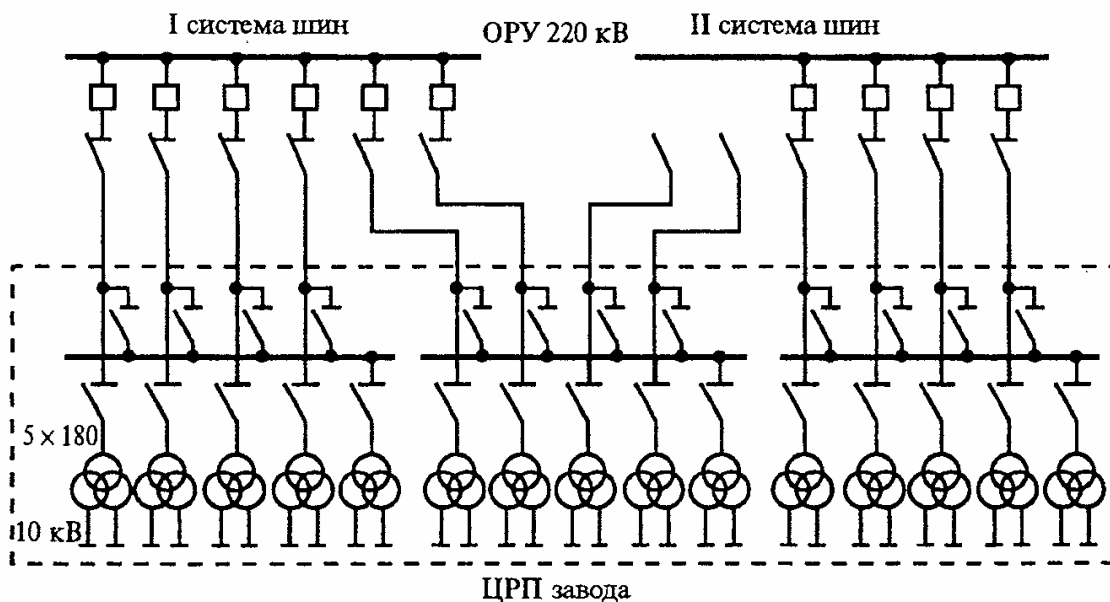


Рис.4.4. Схема электроснабжения алюминиевого комбината

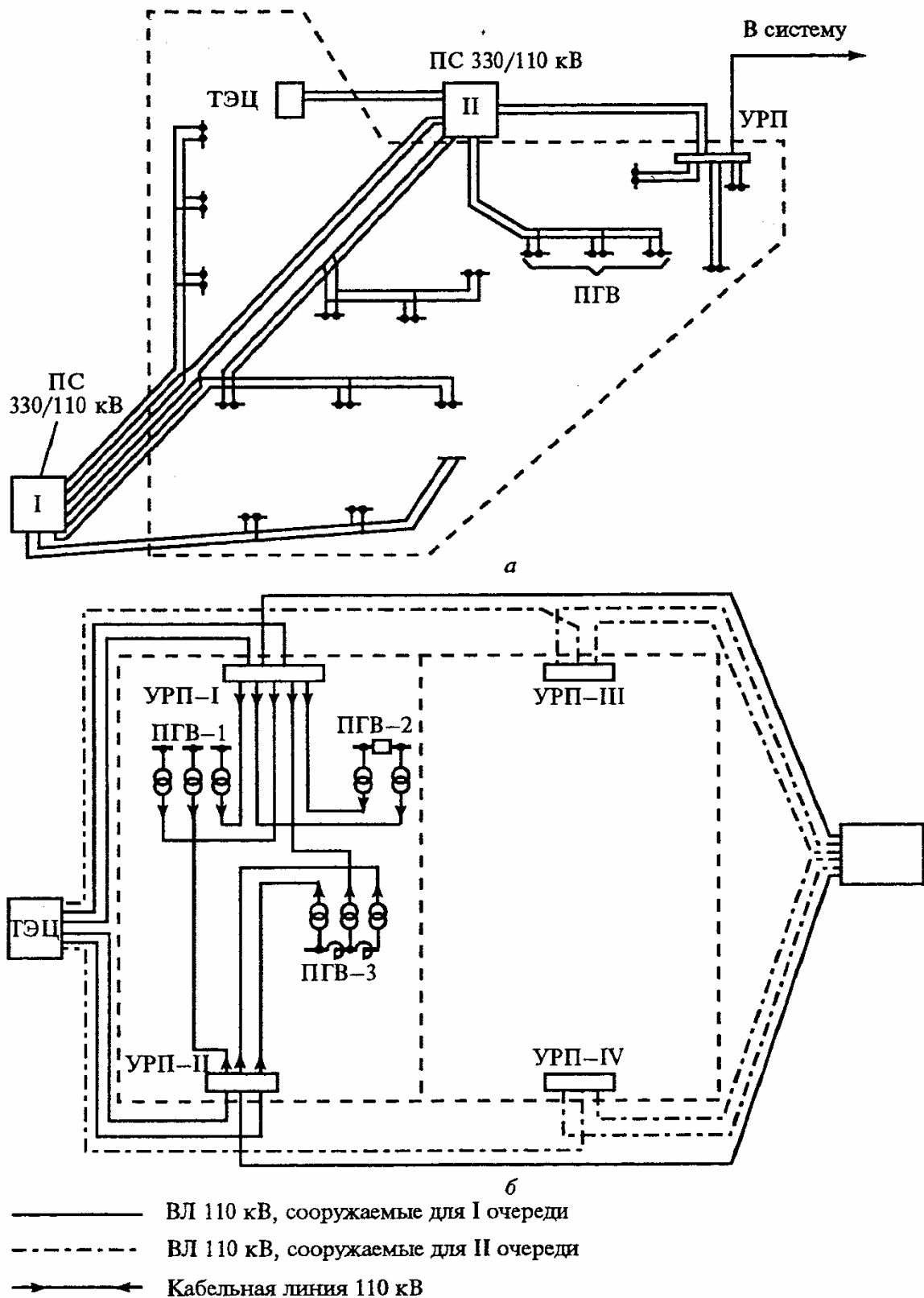


Рис. 4.5. Схема электроснабжения крупных металлургических заводов:
 а – схема для существующих расширяемых заводов; б – схема для новых заводов; УРП – узловые распределительные пункты 110 кВ;
 ПГВ – подстанции глубокого ввода 110/10(6) кВ

При использовании на заводах дуговых сталеплавильных печей необходимо проверить их влияние на системы электроснабжения. При необходимости повышения мощности КЗ в общих ЦП печей и других потребителей могут применяться следующие мероприятия:

- питание дуговых сталеплавильных печей через отдельные трансформаторы;
- уменьшение индуктивного сопротивления питающих линий (например, продольная компенсация на ВЛ соединяющих ЦП с источниками) ;
- включение на параллельную работу двух питающих дуговую печь линий и трансформаторов на стороне ВН и НН.

Крупномасштабное освоение нефтяных месторождений и переработки попутного газа в Западной Сибири, характеризующихся сложными климатическими условиями и высокими требованиями к надежности электроснабжения, вызвало появление особых требований к

построению схем электроснабжения. На основании проектов технологической части, обобщения опыта проектирования, строительства и эксплуатации систем электроснабжения этих объектов установлены категории отдельных электроприемников по надежности электроснабжения. Принято, что электроснабжение объектов нефтедобычи и переработки попутного газа должно обеспечиваться без ограничений как в нормальных, так и в послеаварийных режимах при отключении любого элемента электрической сети. Принято положение о проектировании схем электроснабжения нефтяных месторождений и переработки попутного газа в Западной Сибири, которое устанавливает следующие требования и рекомендации:

- электроснабжение вновь вводимых нефтяных месторождений, как правило, осуществляется на напряжении 110 кВ, а при наличии обоснований - на 220 кВ;
- на нефтяных месторождениях с объемом добычи нефти до 2 млн т в год допускается предусматривать сооружение одной ПС, более 2 млн т в год - не менее двух ПС; в первом случае рекомендуется присоединение ПС в транзит ВЛ с двусторонним питанием или двумя одноцепными тупиковыми ВЛ (допускается двухцепная ВЛ на стальных опорах - при наличии обоснований), во втором случае ПС должны питаться от независимых источников не менее чем по двум ВЛ, прокладываемым по разным трассам;
- для электроснабжения компрессорных станций (КС) газлифта, водозаборов, газоперерабатывающих заводов и головных КС при каждом объекте сооружается ПС 110-220 кВ, подключаемая к независимым источникам питания не менее чем по двум одноцепным ВЛ или заходом одной цепи ВЛ с двусторонним питанием;
- размещение ПС принимается с максимально возможным приближением к технологическим объектам;
- на ПС предусматривается установка двух трансформаторов из условий резервирования 100 % нагрузки;

– для ВЛ 110 кВ в качестве рационального типового сечения провода рекомендуется АС 120-150 (при наличии обоснований – до АС-240), для ВЛ 220 кВ – АС-240-300.

Схемы присоединения ПС к различным конфигурациям сети приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Схемы присоединения к электрической сети подстанций для электроснабжения нефтяных месторождений в Западной Сибири

Конфигурация сети	Схема присоединения ПС	Допустимое число ПС	Номера типовых схем ПС
Двухцепная тупиковая ВЛ (Р2)		2	4Н
Две одноцепные тупиковые ВЛ (Р2)		3	4Н
Одноцепная ВЛ с двусторонним питанием (Д1)		2	5АН
Двухцепная ВЛ с двусторонним питанием (Д2)		4	4Н* 5Н** 5АН

* Ответвительная ПС.

** Проходная ПС.

4.3. Построение системы электроснабжения города

Для формирования системы электроснабжения крупных и крупнейших городов используются также сети напряжением 220 кВ и выше. Системы электроснабжения условно включают:

- сети внешнего электроснабжения - линии 220 кВ и выше, обеспечивающие связь системы электроснабжения города с внешними межсистем-

ными электрическими сетями 330-500-750 кВ, и ПС 220 кВ и выше, от которых питаются городские сети 110 кВ, а также линии 220 кВ и выше, связывающие эти ПС;

- сети внутреннего электроснабжения города - линии 110 и 220 кВ и ПС 110-220/10 кВ, предназначенные для питания городских сетей 10 кВ.

Выбор схемы электроснабжающей сети зависит от конкретных условий: географического положения и конфигурации селитебной территории города, плотности нагрузок и их роста, количества и характеристик источников питания, исторически сложившейся существующей схемы сети и др. Выбор производится по результатам технико-экономического сопоставления вариантов.

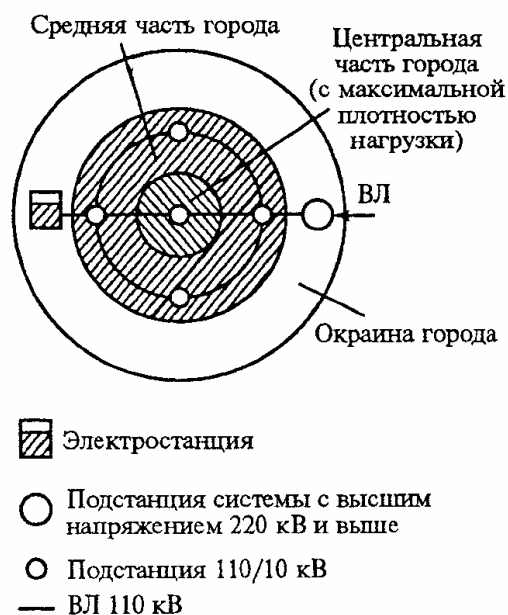


Рис.4.6. Система электроснабжения города

На рис. 4.6 приведена «идеализированная» система электроснабжения города. Сеть 110 кВ выполняется в виде двухцепного кольца, охватывающего город и выполняющего роль сборных шин, которые принимают энергию от ЦП - местных электростанций или ПС 220 кВ, расположенных на окраине или за пределами города. Глубокие вводы в районы города с высокой плотностью и этажностью застройки выполняются КЛ 110 кВ. Пропускная способность кольца 110 кВ должна обеспечивать перемотки 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 ПС 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 ПС 110/10 кВ (рис. 4.7). Присоединение сети 110 кВ кольцевой конфигурации к новым ЦП позволяет изменять направление потоков мощности в ней, увеличивая пропускную способность без реконструкции. Схемы электроснабжения конкретных городов в той или иной степени отличаются от идеальной схемы, однако ее общие принципы находят соответствующее отражение в конкретных проектах.

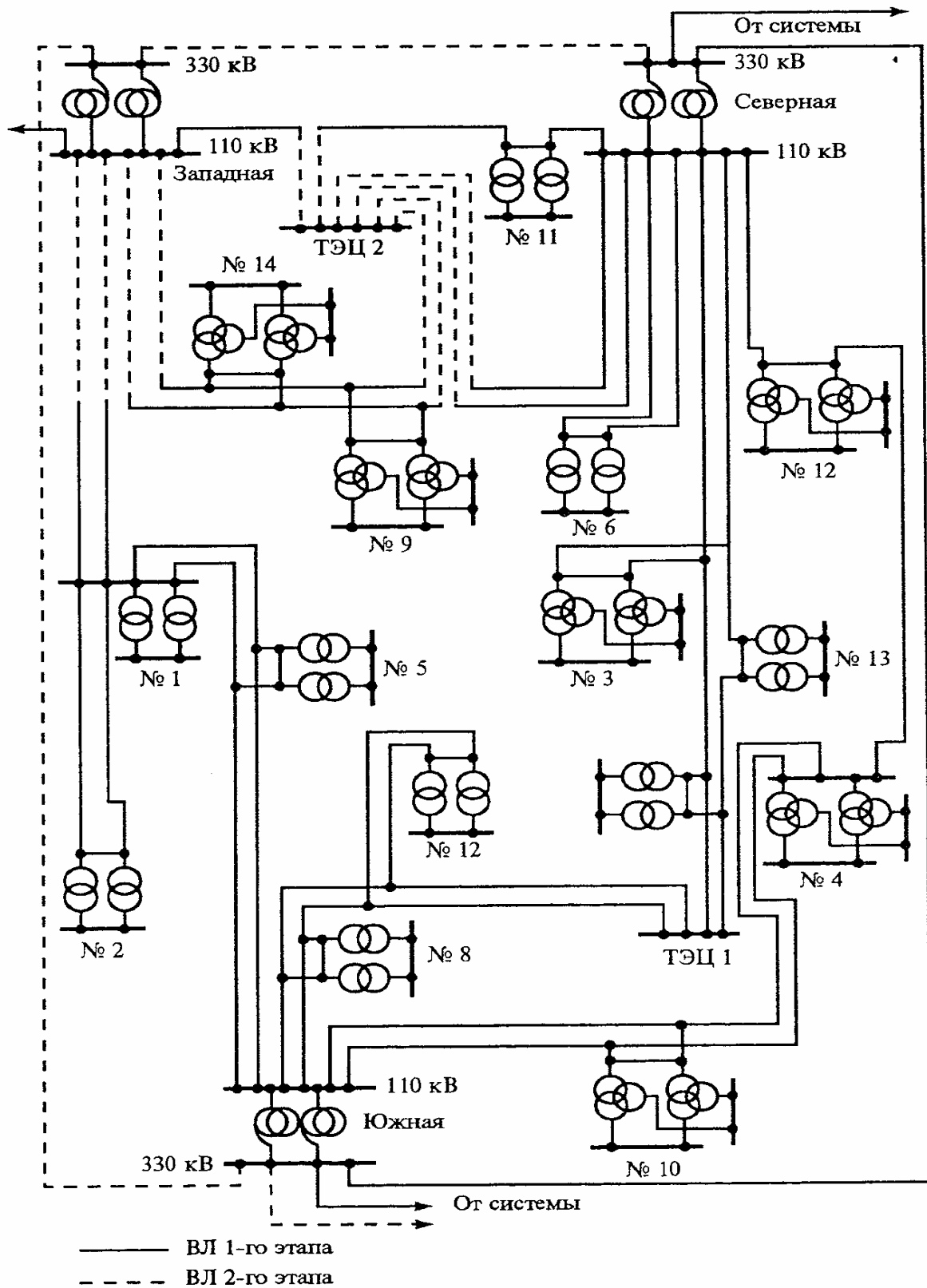


Рис. 4.7. Схема сети 110–330 кВ кольцевой конфигурации для электроснабжения крупного города

Основным типом конфигурации сети 110 кВ является двухцепная ВЛ, опирающаяся на два ЦП (тип Д2, рис. 2.1, в); могут применяться также двухцепные радиальные ВЛ (тип Р2, рис. 2.1, 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 ПС к сети 110 кВ:

- к двухцепным ВЛ, опирающимся на два ЦП (конфигурации Д2, рис. 4.8, а), целесообразно присоединять не более четырех подстанций, а к двухцепным радиальным ВЛ (конфигурации Р2, рис. 4.8, б) - не более двух;
- главные электрические схемы городских ПС на стороне 110 кВ рекомендуется выполнять по типовым схемам 4Н, 5 (5Н) (рис. 3.1);
- в качестве коммутационных узлов сети 110 кВ целесообразно использовать РУ 110 кВ ПС с ВН 220-330 кВ и городских ТЭЦ.

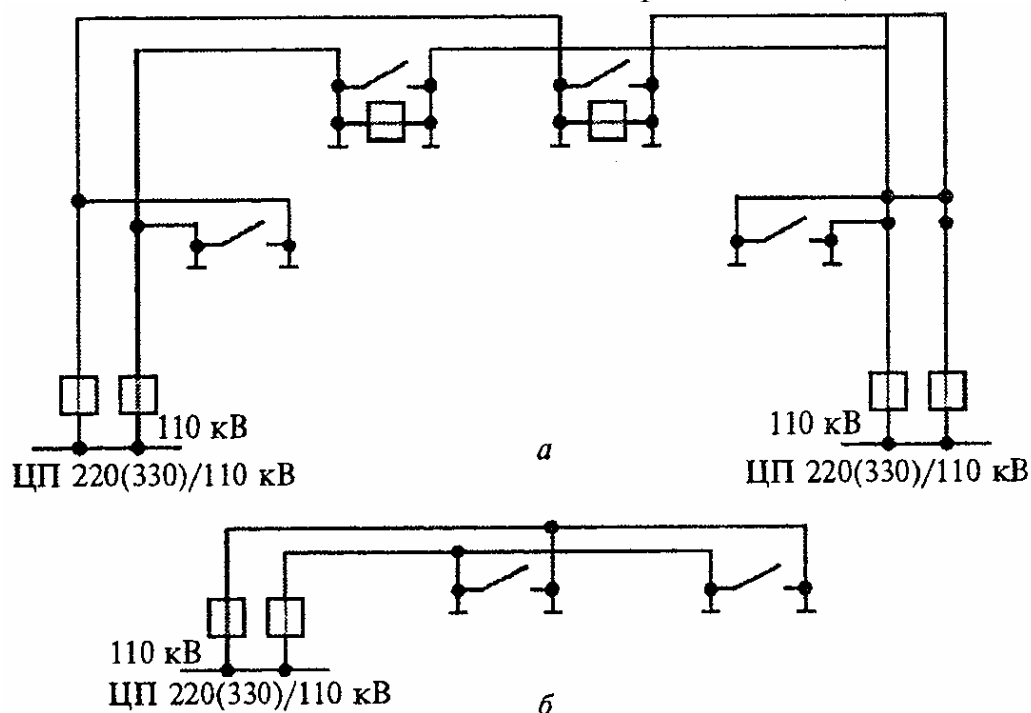


Рис. 4.8. Схемы присоединения городских подстанций к сети 110 кВ

Для крупных и крупнейших городов оптимальная мощность ПС 110/10 кВ, питаемых по ВЛ, 2х25 МВА с возможностью замены по мере роста нагрузок на 2х40 МВА, для ПС, питаемых по КЛ, 2х40 МВА с возможностью замены на 2х63 МВА.

Исходя из рекомендованных выше схем присоединения городских ПС к ВЛ 110 кВ и их оптимальной мощности сечение проводов для городских двухцепных ВЛ рекомендуется принимать не ниже 240 мм² (по алюминию).

Крупнейшие города с населением 1 млн человек и более являются важнейшими промышленными и культурно-политическими центрами страны. Доля потребителей первой и второй категории по надежности оценивается в 70-80 % общей нагрузки города. Частичное, а тем более полное погашение систем электроснабжения таких городов имеет серьезные социально-экономические последствия. Поэтому для них признано целесообразным установить принципы построения систем электроснабжения, обеспечивающие его высокую надежность.

Характерной особенностью последних лет является размещение источников небольшой мощности (5–15 МВт) на территории городов. Для отдельных ответственных потребителей городской сети (вычислительные центры, банки, крупнейшие магазины и др.) принята целесообразной установка источников бесперебойного питания.

Построение электроснабжающих сетей напряжением 220 (330) кВ должно удовлетворять следующим требованиям:

- схема должна предусматривать сооружение не менее двух ПС с ВН 220 кВ и выше, питающихся от энергосистемы;
- линии связи с энергосистемой должны присоединяться не менее, чем к двум внешним территориально разнесенным энергоисточникам и сооружаться, как правило, по разным трассам;
- общее количество и пропускная способность линий связи с энергосистемой должны выбираться с учетом обеспечения питания города без ограничений при отключении двухцепной ВЛ;
- построение схемы должно обеспечивать ограничение транзитных потоков через городскую систему электроснабжения;
- ЦП 220(330) кВ должны выполняться, как правило, двухтрансформаторными (220 кВ – не менее 2х125 МВА, 330 кВ – не менее 2х200 МВА);
- для обеспечения оптимальной схемы ЦП 220-330 кВ количество присоединяемых ВЛ этих напряжений, как правило, не должно превышать четырех.

Дополнительно рекомендуется при построении сети 110 кВ исходить из обеспечения резервирования не менее 70 % нагрузки любого ЦП 220(330) кВ при его полном погашении.

Схема сети 35-220 кВ ЧГЭС

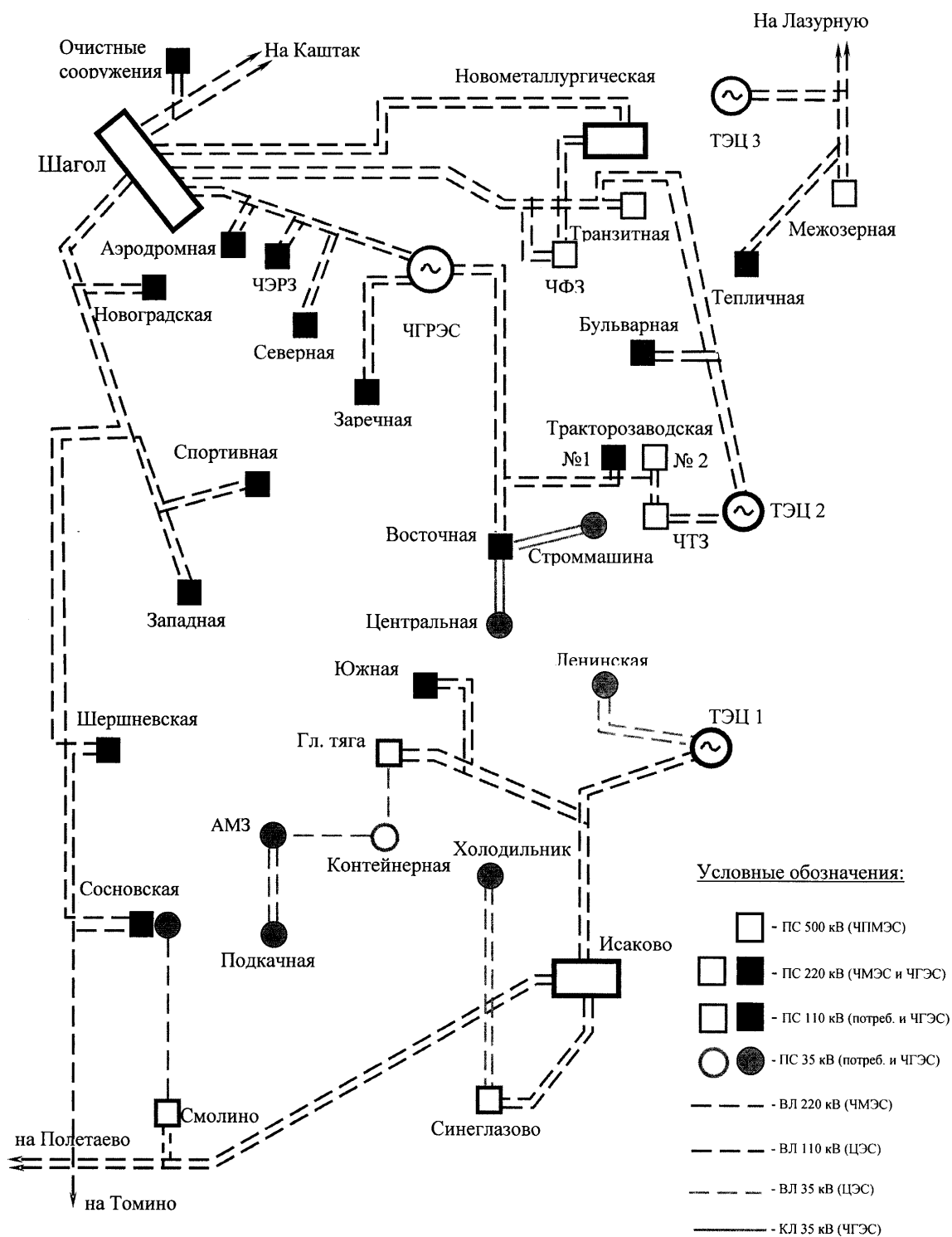


Рис. 4.9. Система электроснабжения Челябинских городских электрических сетей напряжением 35-110-220 кВ

5. КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 35–110–220 кВ

5.1. Воздушные линии электропередачи напряжением 35–110–220 кВ

Общая протяженность по состоянию на начало 2014 г. ВЛ напряжением 110 кВ и выше составила 254 тыс. км, ВЛ напряжением 220 кВ – 80,4 тыс. км, ВЛ напряжением 36 кВ – 162 тыс. км [**Положение-2013**].

Общие сведения.

Пропускная способность ВЛ устанавливается на основе расчета электрической сети. Средние значения дальности передачи и пропускной способности по линиям электропередачи напряжением 110-1150 кВ приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Пропускная способность линий электропередачи 110–1150 кВ

Напря- жение, кВ	Сечение фазы, мм ²	Пропускная способ- ность ВЛ, МВт		Длина линии электропередачи, км	
		Нату- ральная	При плотно- сти тока 0,9 А/мм ²	Предель- ная (КПД=0,9)	Средняя (между двумя соседними ПС)
110	70–240	30	11–37	80	25
150	150–300	60	31–63	250	20
220	240–400	135	74–123	400	100
330	2x240– 2x400	360	221–368	700	130
500	3x330– 3x500	900	630–1064	1200	280
750	5x300– 5x400	2100	1500–2000	2200	300
1150	8x300– 8x500	5200	4000–6000	3000	–

Примечание: Для ВЛ 750–1150 кВ плотность тока принята равной 0,85 А/мм².

Линии электропередачи состоят из ВЛ основной и распределительной сети. ВЛ основной сети обеспечивают связь между крупными электростанциями и передачу мощности от них в районы потребления электроэнергии. ВЛ распределительной сети обеспечивают передачу электроэнергии от ПС основной сети и электростанций к потребителям электроэнергии.

При проектировании основной электрической сети энергосистем рекомендуется:

- намечать линии электропередачи через крупные узлы нагрузки, избегать прямых связей между электростанциями;
- производить выбор схемы присоединения электростанции и ПС к основной сети с учетом надежности питания узла электрической сети и необходимости обеспечения транзита мощности по ВЛ;
- сооружать между двумя узлами сети по одной трассе, как правило, не более двух линий электропередачи одного напряжения. При необходимости дополнительного усиления сети следует рассматривать целесообразность сооружения ВЛ по другим направлениям или выполнение электропередачи на более высоком напряжении.

Проектирование распределительной сети энергосистем осуществляется с учетом следующего:

- в районах с малым охватом территории сетями при близких значениях технико-экономических показателей вариантов развития сети рекомендуется отдавать предпочтение сооружению ВЛ по новым трассам;
- в крупных городах и промышленных районах с большой концентрированной нагрузкой по одной трассе может предусматриваться строительство двух и более ВЛ;
- при прохождении ВЛ по территории городов, промышленных районов, на подходах к электростанциям ПС, в стесненных условиях, лесных массивах и т. д. ВЛ рекомендуется выполнять на двухцепных опорах. При этом подвеска одной цепи рекомендуется в случае, когда необходимость ввода второй цепи возникает в срок более трех лет после ввода первой, а также когда отключение первой цепи на время проведения работ по подвеске второй допустимо по условиям электроснабжения. Допускается подвеска на одних опорах ВЛ разных классов напряжений;
- при питании ПС с потребителями первой категории применение двух одноцепных ВЛ вместо одной двухцепной допускается при наличии обеспокоенностей.

При развитии распределительных сетей отдельных номинальных напряжений необходимо учитывать следующие рекомендации.

При напряжении сети 220–330 кВ:

- использовать в сети одно- и двухцепные ВЛ 220–330 кВ;
- при питании ПС по одноцепной ВЛ с двухсторонним питанием общее число промежуточных ПС не должно превышать трех, а длина такой ВЛ, как правило, не должно быть больше 250 км;
- присоединять к двухцепной ВЛ 220 кВ с двухсторонним питанием до пяти промежуточных ПС. При этом присоединение ПС рекомендуется принимать по схеме «мостик» или блочной схеме (от одной или двух ВЛ 220 кВ);

– проектировать сеть 220–330 кВ внешнего электроснабжения крупных и крупнейших городов с использованием принципа кольцевой конфигурации. В системе электроснабжения таких городов рекомендуется предусматривать сооружение не менее двух ПС 220–330 кВ, через которые осуществляется связь с сетью энергосистемы, а питающие ВЛ рекомендуется прокладывать по разным трассам. При присоединении сети крупных и крупнейших городов к энергосистеме рекомендуется обеспечивать минимальные транзитные перетоки мощности через городскую сеть. Общее количество и пропускная способность линий, связывающих сети таких городов с энергосистемой, рекомендуется выбирать с учетом обеспечения питания городских потребителей без ограничений при отключении двухцепной питающей ВЛ 220 кВ;

– выполнять, как правило, ПС 220–330 кВ двухтрансформаторными. При большой концентрации нагрузок ПС 330 кВ могут выполняться с установкой трех-четырех трансформаторов. Установка на ПС одного трансформатора допускается временно при обеспечении резервирования потребителей.

При напряжении сети 110 кВ:

– не допускать сооружения новых протяженных ВЛ 110 кВ параллельно существующим ВЛ 220 кВ;

– использовать в качестве источников питания сети 110 кВ ПС 220-330/110 кВ, имеющие независимые питающие линии, и шины 110 кВ электростанций;

– обеспечивать двухстороннее питание ПС, присоединенных к одноцепной ВЛ 110 кВ. Длина такой ВЛ, как правило, не должна быть более 120 км, а количество присоединяемых промежуточных ПС - более трех. Присоединение к такой ВЛ двухтрансформаторных ПС рекомендуется по схеме «мостик». При однотрансформаторной ПС (первый этап развития двухтрансформаторной ПС) присоединение к линии осуществляется по блочной схеме. Допускается присоединение ПС к одноцепной тупиковой ВЛ 110 кВ только на первом этапе развития сети. При этом резервирование ответственных потребителей должно быть обеспечено по сети вторичного напряжения;

– осуществлять применение двухцепных ВЛ с двухсторонним питанием в системах электроснабжения крупных городов, а также в схемах внешнего электроснабжения потребителей транспортных систем (электрифицированные участки железных дорог, продуктопроводов и т.п.). К таким ВЛ рекомендуется присоединение не более пяти промежуточных ПС, с чередованием ПС по схеме «мостик» и блочной схеме;

– применять двухцепные тупиковые ВЛ в схемах электроснабжения крупных городов, промузлов, промышленных предприятий и т. п. с присоединением к такой ВЛ до двух ПС 110 кВ. При этом потребители первой категории таких ПС должны резервироваться по сети вторичного напря-

жения. К двум одноцепным тупиковым ВЛ может быть присоединено до трех ПС.

При напряжении сети 35 кВ:

- не допускать сооружения новых протяженных ВЛ 35 кВ параллельно существующим ВЛ 110 кВ и не сооружать новые ВЛ 35 кВ протяженностью свыше 80 км;

- оценивать целесообразность сооружения новых ВЛ 35 кВ в габаритах 110 кВ;

- рассматривать возможность перевода существующих ВЛ 35 кВ на напряжение 110 кВ;

- использовать преимущественно одноцепные ВЛ 35 кВ с питанием от разных ПС 110-220 кВ или разных секций (систем шин) одной ПС.

Трасса ВЛ выбирается по возможности кратчайшей с учетом условий отчуждения земли, вырубки просек, комплексного использования охранной зоны и приближения к дорогам и существующим ВЛ.

Вблизи промышленных предприятий трассы ВЛ, как правило, располагаются вне зон действия ветра преобладающего направления от источников загрязнения.

На железобетонных опорах сооружаются двухцепные ВЛ до 220 кВ включительно. В последние 10—15 лет строительство ВЛ 500 кВ на железобетонных опорах составляло около 40 % общего ввода новых ВЛ. На ВЛ 750–1150 кВ используются металлические опоры. В условиях, когда доставка железобетонных опор на трассу ВЛ затруднена, рекомендуется использовать металлические опоры.

На ВЛ напряжением 35 кВ и выше рекомендуется применять сталеалюминиевые провода. Использование алюминиевых проводов и проводов из алюминиевого сплава обосновывается расчетами. На больших переходах через водные пространства (ущелья) при наличии технической целесообразности в качестве проводов могут применяться стальные канаты.

5.2. Кабельные линии напряжением 35–110–220 кВ

Общая протяженность КЛ напряжением 110 кВ и выше в России по состоянию на начало 2004 г. составила около 1500 км (по цепям).

Кабельные линии 110 и 220 кВ в отечественной практике нашли применение при построении сети крупнейших городов, в схемах электроснабжения химических, нефтеперерабатывающих, металлургических, автомобильных и других промышленных предприятий, выдачи мощности электростанций, преодоления водных преград и в других случаях. В схемах электрических сетей с использованием КЛ 110-220 кВ получили распространение радиальные и цепочечные схемы построения сети.

В мировой практике в 1970–80-е годы прошлого столетия использование кабелей 220 кВ и выше переменного и постоянного тока было свя-

зано преимущественно с преодолением водных преград (реки, проливы). В последние годы наряду с этим все более широкое применение получают кабельные прокладки сверхвысокого напряжения (СВН) при организации глубоких вводов в центральные районы крупнейших городов. Помимо надежного электроснабжения КЛ СВН обеспечивают максимальное сохранение окружающей среды и позволяют избежать строительства ВЛ на территории городов.

Совершенствование конструкции и технологии изготовления позволило создать более совершенные кабели традиционного типа и активно вести новые разработки. В настоящее время европейскими производителями кабельной продукции разработаны, испытаны и созданы промышленные образцы кабеля СВН рекордной пропускной способности напряжением:

- до 1000 кВ маслонаполненные с поперечным сечением токоведущей части 2500 мм², пропускная способность 3 млн кВт;

- до 500 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена с поперечным сечением токоведущей части 2500 мм², пропускная способность 1,9 млн кВт.

В настоящее время применяют, как правило, кабели с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке. Применение кабелей с медными жилами требует специального обоснования. Для КЛ, прокладываемых в земле и воде, применяют бронированные кабели. Применение кабелей в свинцовой оболочке предусматривается 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.

В последние годы в сетях зарубежных энергосистем получили широкое распространение кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (российское обозначение СПЭ, английское – XLPE). Кабели среднего напряжения из сшитого полиэтилена занимают 80-85 % рынка в США и Канаде, 95 % – в Германии и Дании, 100 % – в Японии, Финляндии, Швеции и Франции. Основные достоинства кабелей со СПЭ-изоляцией:

- изготавливаются на напряжение до 500 кВ;
- срок службы кабелей составляет не менее 30 лет;
- пропускная способность в зависимости от условий прокладки на 15–30 % выше, чем у кабелей с бумажной или маслонаполненной изоляцией, т. к. кабели со СПЭ-изоляцией рассчитаны на длительную работу при температуре жилы 90 °С, а их бумажно-масляные аналоги допускают нагрев до 70 °С;
- отвечают экологическим требованиям;
- прокладка и монтаж меньше зависят от погоды и могут проводиться даже при температуре –20 °С;

– значительно дешевле и проще становятся обслуживание и ремонт при механических повреждениях, существенно легче выполняются прокладка и монтаж соединительных муфт и концевых заделок в полевых условиях.

Для кабелей с нормально пропитанной бумажной изоляцией наибольшая допустимая разность уровней между точками прокладки приведена в табл. 3.27. Разность уровней для кабелей с нестекающей пропиткой, пластмассовой и резиновой изоляцией не ограничивается. Максимальная возможная разность уровней в маслонаполненных КЛ низкого давления составляет 20–25 м. Для кабелей высокого давления (в стальных трубах) возможная разность уровней между стопорными муфтами определяется минимально допустимым снижением давления масла в трубопроводе до 1,2 МПа. Нормальное давление масла принимается равным (1,5+2 %) МПа, максимальное - согласовывается с заводом-изготовителем.

5.3. Вопросы экологии при проектировании развития электрической сети

5.3.1. Воздушные линии

На современном этапе развитие электрических сетей осуществляется в условиях повышенного внимания администрации регионов и общественности к вопросам охраны окружающей среды, что осложняет выбор трасс и площадок для сооружения электросетевых объектов. В ряде стран использование сетей напряжением выше 400 кВ запрещено законом. Условия выбора трасс и площадок существенно влияют на принципиальную возможность осуществления и показатели намеченных вариантов схемы сети. 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 предварительным согласованием с заинтересованными организациями. В остальных случаях рекомендуется руководствоваться приведенными ниже данными, основанными на нормативных документах и опыте проектирования электрических сетей.

Отчуждение земли при сооружении линии электропередачи производится в виде площадок для установки опор. С учетом принятых в настоящее время конструкций ВЛ разных напряжений значения постоянного отвода земли для строительства линий характеризуются данными табл. 5.2.

Исходя из общей протяженности электрических сетей, можно оценить суммарную площадь земли по стране, изъятую для сооружения линий электропередачи 35–750 кВ, которая составляет доли процента от общей

площади сельхозугодий. Однако при выборе и согласовании трасс ВЛ воз-
ражения со стороны землепользователей базируются не на объемах отчуж-
дения земель, а на помехах для использования сельхозугодий, создаваемых
ВЛ. С этой точки зрения рекомендуется оперировать понятием охранных
зон электрических сетей, которые устанавливаются вдоль ВЛ в виде зе-
мельного участка, ограниченного вертикальными плоскостями, отстоящими
по обе стороны линий от крайних проводов на расстояния:

Таблица 5.2

Класс напряжения	Охранная зона	Класс напряжения	Охранная зона
до 20 кВ	10 м	150, 220 кВ	25 м
35 кВ	15 м	330, 500 кВ	30 м
110 кВ	20 м	750 кВ	40 м

С учетом этих расстояний и применяемых конструкций ВЛ охранные зоны
характеризуются данными табл. 5.3.

Таблица 5.3

Ширина и площади охранной зоны

Напряжение ВЛ, кВ	Ширина охранной зоны, м	Площадь охранной зоны ВЛ, га/км
до 20	26	2,6
35	38	3,8
110	50	5,0
220	64	6,4
330	78	7,8
500	84	8,4
750	120	12,0

Входящие в охранные зоны земельные участки не изымаются у зем-
лепользователей и используются ими для проведения сельскохозяйственных
и иных работ с соблюдением установленных требований. Соблюдение этих
требований, практически не ограничивая сельскохозяйственное землепользо-
вание, создает определенные неудобства (ограничения в обработке земли
механизмами, запрет полива сельскохозяйственных культур и др.).

При выборе трассы ВЛ в городских условиях ширина коридора для ВЛ
110 кВ составляет 20 м.

Для прохождения ВЛ по лесным массивам должны быть прорублены про-
секи, ширина которых регламентирована в зависимости от напряжения и
назначения ВЛ, ценности лесов и высоты основного лесного массива. Для
большинства ВЛ напряжением 220 кВ и ниже ширина просеки регламентируется
расстоянием 3–5 м от крайнего провода при его максимальном отклонении
до кроны деревьев; для ВЛ 330–500 кВ и 750 кВ, проходящих по ценным лес-
ным массивам – аналогично (расстояние 6 м), а в остальных случаях для ВЛ 330–

750 кВ ширина просеки принимается равной расстоянию между крайними проводами плюс расстояния, равные высоте основного лесного массива с каждой стороны от крайнего провода.

5.3.2. Подстанции

Для ориентировочной оценки размера площадки, необходимой для сооружения ПС, в табл. 5.4 приводятся данные для наиболее распространенных типов ПС.

Таблица 5.4

Ориентировочные размеры площадок открытых подстанций 110-750 кВ

Сочетания напряжений, кВ	Количество и мощность трансформаторов, шт. x МВА	ВН		СН		Ориентировочные размеры площадки, м
		Кол-во ВЛ	Типовая схема	Кол-во ВЛ	Типовая схема	
110/10	2x16–2x40	2	110 – 4Н(5Н)	-	–	60x70
110/35/10	2x16–2x40	2	110 – 4Н(5Н)	4	35 – 9	90x100
220/110/10	2x125–2x200	2	220 – 7	10	110 – 12	150x200
330/110/10	2x125–2x200	2	330 – 7	10	110 – 12	200x250
500/220/10	2x(3x167)	4	500 – 15	10	220 – 12	300x500
750/330	2x(3x333)	4	750 – 16	6-8	330 – 17	600x700

Для закрытых ПС 110/10 кВ с двумя трансформаторами от 16 до 63 МВА и схемой на стороне ВН 110 – 4 (4Н) или 110 – 5 (5Н) размер здания следует принимать 30x30 м, а площадки - 45x50 м.

Сооружение открытых ПС в городах ограничивается стесненностью территории, уровнем шума, создаваемого трансформаторами, а также другими градостроительными требованиями.

Допустимое расстояние от открытых ПС (без проведения мероприятий по борьбе с шумом) до различных зданий и городских территорий характеризуется данными табл. 5.5.

Для закрытых ПС минимальные расстояния до жилых и коммунально-бытовых зданий по условиям шума могут приниматься равными для трансформаторов до 60 МВА – 30 м, до 125 МВА – 50 м, до 200 МВА – 70 м.

Таблица 5.5

Допустимое расстояние от открытых подстанций до зданий и территорий в городах

Мощность трансформаторов до МВА	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

5.4. Подстанция 110/10 кВ закрытого типа и кабельная линия напряжением 110 кВ

5.4.1. Экологические и техногенные условия строительства закрытых подстанций кабельных линий напряжением 110 кВ и выше

Сооружение открытых подстанций в городах и на промышленных предприятиях ограничивается стесненностью территории, уровнем шума, создаваемого трансформаторами, напряженностью электрического поля от ВЛ-110 кВ и электрооборудования ПС, а также другими градостроительными требованиями. Кроме того, возникает опасность протекания токов КЗ по земле при обрывах проводов и грозозащитных тросов и при эксплуатационных КЗ в сети – возникновения напряжений прикосновения и шага.

На современном этапе, развитие электрических сетей осуществляется в условиях повышенного внимания администрации регионов и общественности к вопросам охраны окружающей среды, что осложняет выбор трасс и площадок для сооружения электросетевых объектов. Условия выбора трасс и площадок существенно влияют на принципиальную возможность осуществления и показатели намеченных вариантов схемы сети. 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 предварительным согласованием с заинтересованными организациями.

Отчуждение земли при сооружении линии электропередачи производится в виде площадок для установки опор (рис. 5.1). С учетом принятых в настоящее время конструкций ВЛ разных напряжений, значения постоянного отвода земли для строительства линий характеризуются шириной

охранной зоны, которая устанавливается вдоль ВЛ в виде земельного участка, ограниченного вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линий от крайних проводов на расстояния:

- для ВЛ-110 кВ – 50 м;
- для ВЛ-220 кВ – 64 м.

Площадь охранной зоны – соответственно 5,0 и 6,4 га/км.

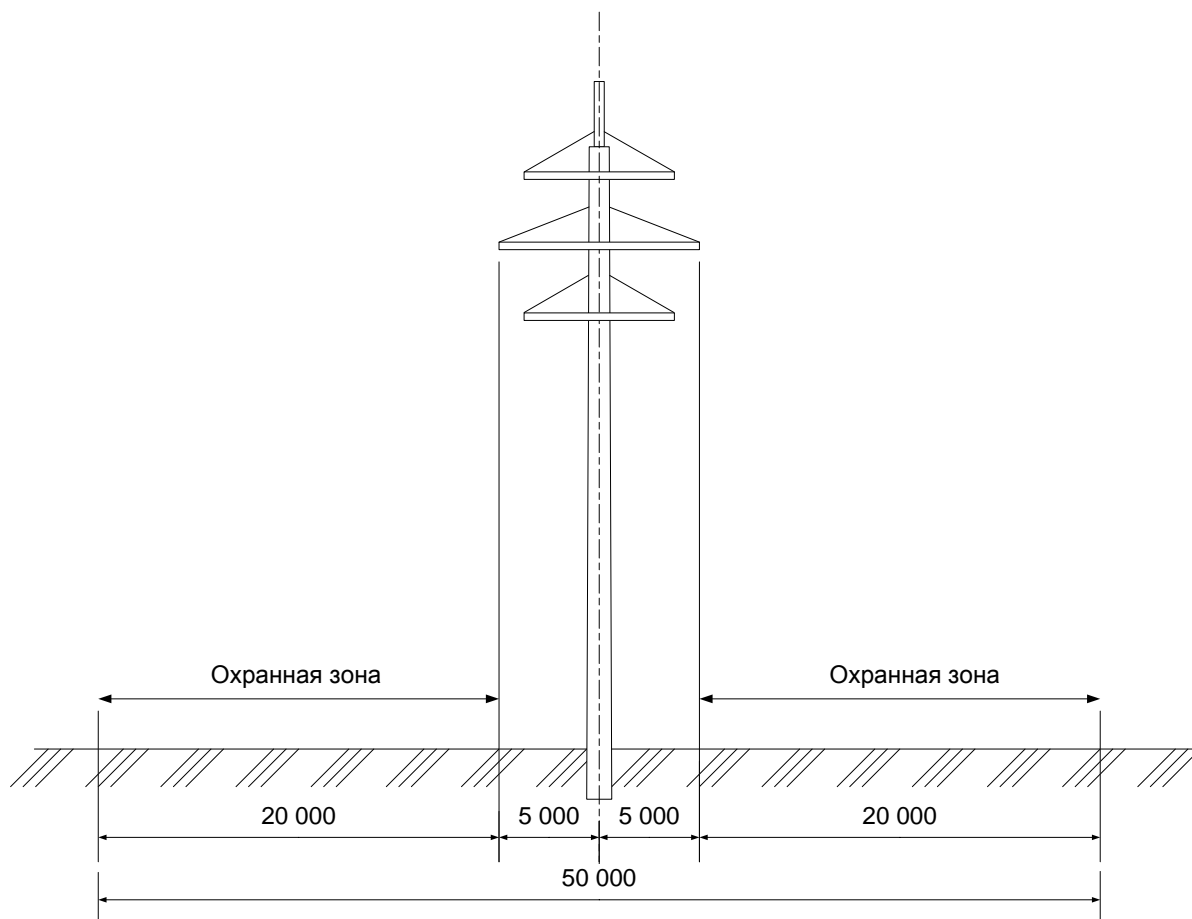


Рис. 5.1. Габариты двухцепной воздушной линии напряжением 110 кВ

Стоит также отметить, что администрация города Челябинска рекомендует не строить воздушные линии напряжением 35-110-220 кВ, предлагая заменять их на кабельные линии соответствующего напряжения.

Допустимое расстояние от жилых домов до открытых ПС с трансформаторами мощностью 40 МВА должно быть не менее 300 м, мощностью 60 МВА – 700 м.

Для закрытых ПС минимальные расстояния до жилых и коммунально-бытовых зданий по условиям шума могут приниматься равными для трансформаторов до 60 МВА – 30 м, до 125 МВА – 50 м, до 200 МВА – 70 м.

Ориентировочные размеры площади, занимаемой ПС 110/10 кВ с трансформаторами 16-40 МВА составляет 90×100 м, ПС 220/110/10 кВ –

120×150 м. При строительстве ВЛ и ПС первоначально нужно будет заплатить за отчуждаемую землю, а при эксплуатации – нести затраты на налоги на землю.

В сложившихся обстоятельствах с технической, экологической и экономической точек зрения актуально строительство закрытых ПС с питанием их по кабельным линиям 110 кВ. Этому способствует и появление нового электротехнического оборудования.

5.4.2. Кабельная линия напряжение 110 кВ

Для кабельной линии 110 кВ приняты одножильные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена производства компании АББ. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена должны иметь жилы с сечением, адекватным требованиям системы по пропускной способности. Потери энергии можно сократить путем увеличения сечения жил. Потери под нагрузкой в основном составляют омические потери в проводнике и металлическом экране. Непрерывная нагрузка на кабели с СПЭ-изоляцией может прилагаться вплоть до температуры проводника 90°C. Однако лучше ограничить рабочую температуру примерно 65°C, чтобы иметь запас по нагрузке, уменьшить потери и избежать возможной термической нестабильности вследствие высушивания прилегающей почвы. Для проектируемой подстанции принимается кабель с алюминиевой жилой сечением 185 мм² ($I_{\text{доп}} 65^{\circ}\text{C} = 320 \text{ А}$, $I_{\text{доп}} 90^{\circ}\text{C} = 440 \text{ А}$), что соответствует пропускной способности провода АС-95/16 ($I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$).

Каждая цепь двухцепной кабельной линии напряжением 110 кВ (рис. 5.2) прокладывается в отдельных железобетонных лотках Л-4-8/2 (2970×780×530 мм) и закрываются железобетонными плитами перекрытия лотков П-5д-8 (780×740×70 мм). Обе цепи укладываются в общий железобетонный лоток Л-15-8/2 (2970×1840×720 мм) закрытый плитами перекрытия П-15д-8 (1840×740×120 мм).

Ширина двухцепной линии с охранными зонами составляет меньше 4-х метров (рис. 5.3) по сравнению 50-ю метрами, которые занимает двухцепная ВЛ-110 кВ, т. е. ширина полосы, занимаемая КЛ-110 кВ уменьшается в 13 раз. Экономически это означает, что снижаются затраты на покупку земли под строительство КЛ, а также ежегодные платежи за используемую землю.

Основные достоинства кабелей со СПЭ-изоляцией:

- изготавливаются на напряжение до 500 кВ;
- срок службы кабелей составляет не менее 30 лет;
- пропускная способность в зависимости от условий прокладки на 15-30 % выше, чем у кабелей с бумажной или маслонеполненной изоляцией, т.к. кабели со СПЭ-изоляцией рассчитаны на длительную работу при температуре жилы 90 °С, а их бумажно-масляные аналоги допускают нагрев до 70 °С;
- отвечают экологическим требованиям;
- прокладка и монтаж меньше зависят от погоды и могут проводиться даже при температуре -20 °С;

- значительно дешевле и проще становятся обслуживание и ремонт при механических повреждениях, существенно легче выполняются прокладка и монтаж соединительных муфт и концевых заделок в полевых условиях.

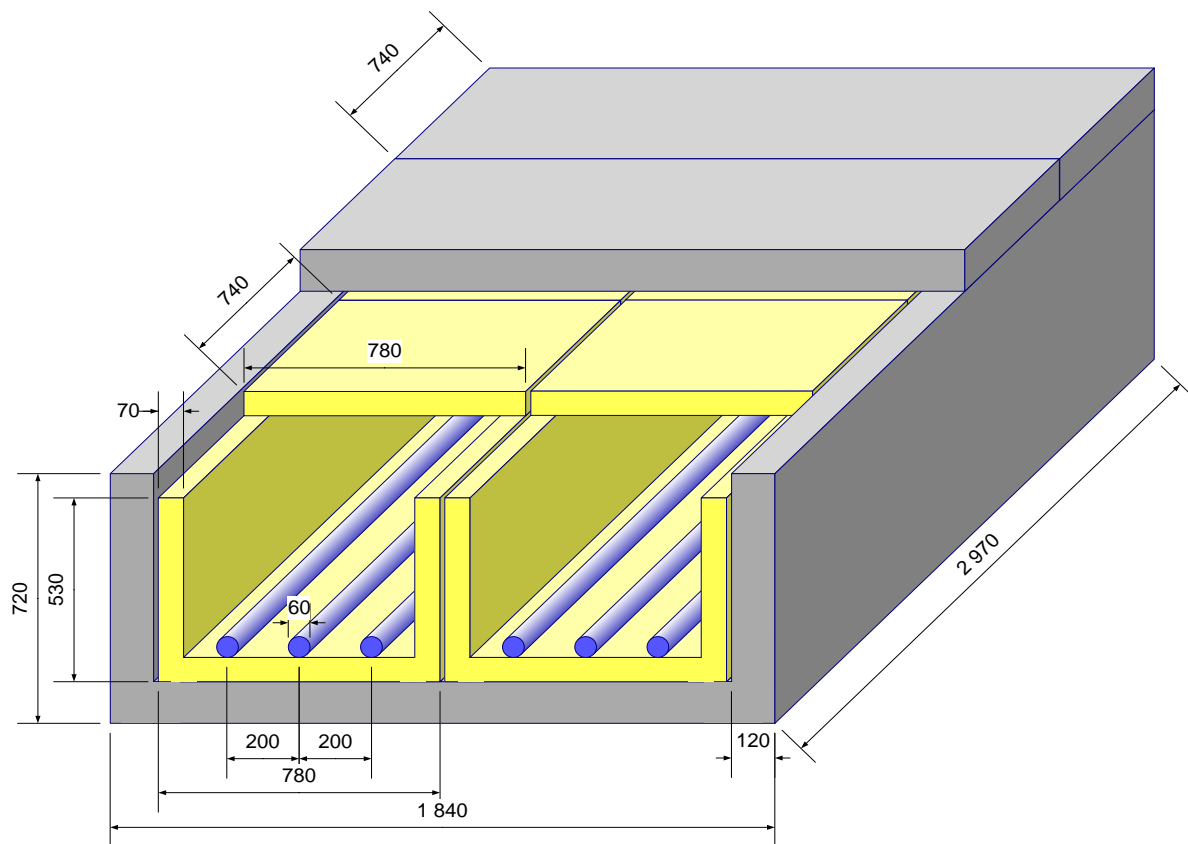


Рис. 5.2. Прокладка двухцепной кабельной линии в железобетонных лотках

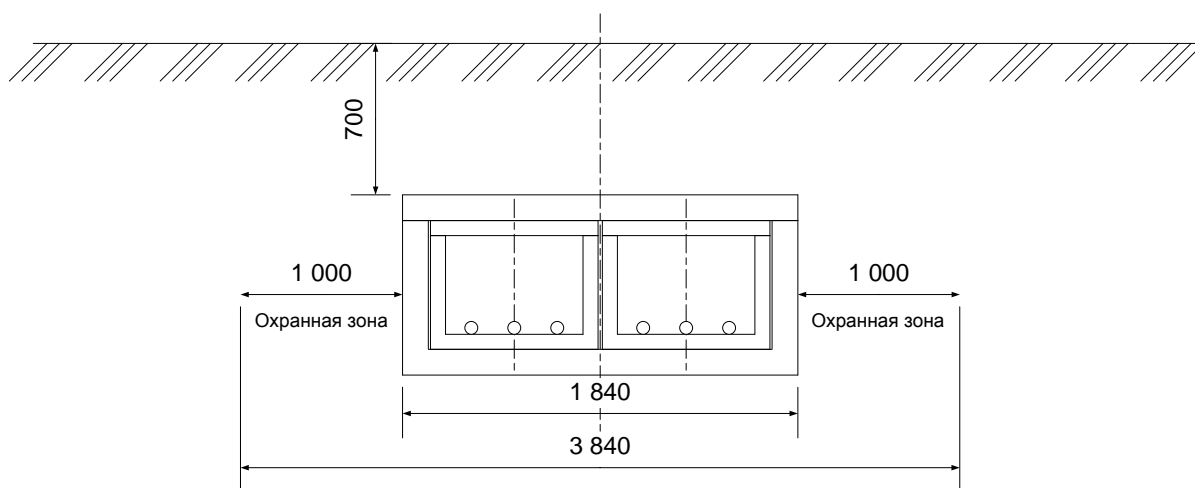


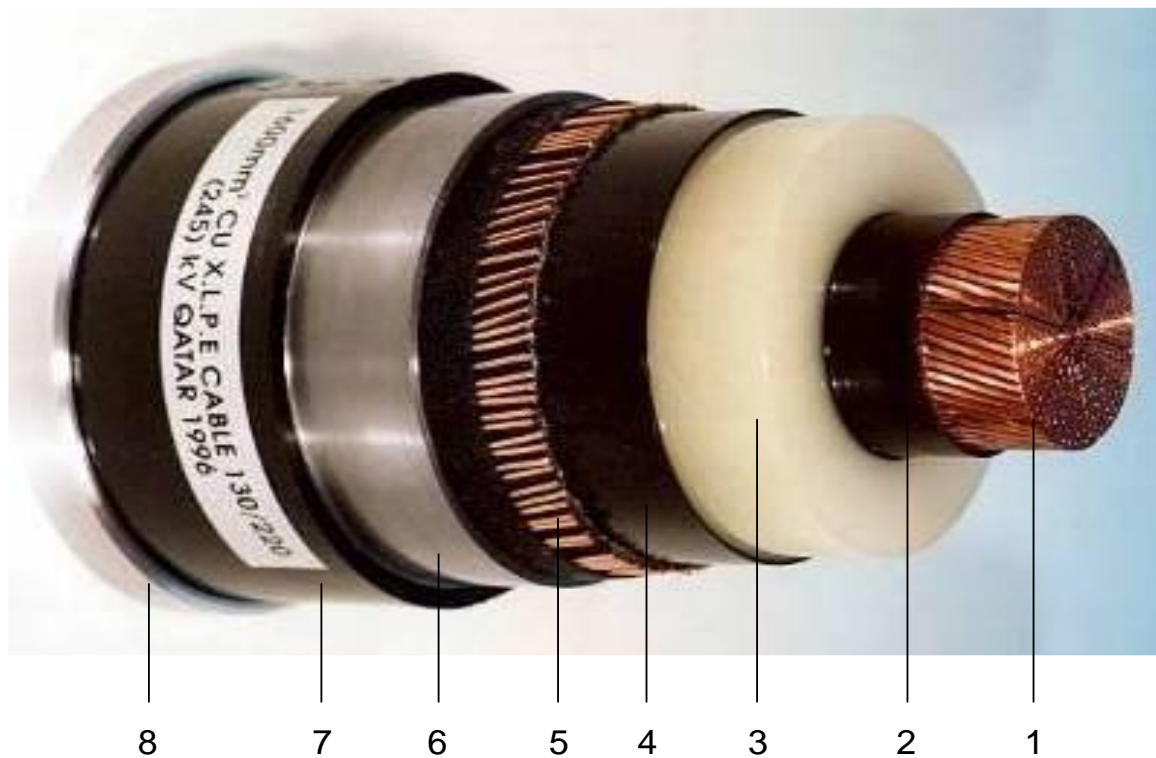
Рис. 5.3. Габариты двухцепной кабельной линии напряжением 110 кВ

Конструкция кабелей с СПЭ-изоляцией представлена на рис. 5.4.

Одно- и трехжильные кабели с изоляцией из СПЭ включают в себя следующие элементы:

1 – Жилы:

- Медные или алюминиевые скрученные уплотненные жилы.
- Медные секторные жилы.
- Медные или алюминиевые профильные жилы.
- Продольная герметизация жилы.



Обозначение: 1 – круглая медная многопроволочная жила;
2 – полупроводящий слой по жиле; 3 – изоляция из сшитого полиэтилена;
4 – полупроводящий слой изоляции; 5 – экран из медных проволок;
6 – алюминиевый экран; 7 – неметаллическая наружная оболочка; 8 – броня

Рис. 5.4. Кабель 110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена

2 – Полупроводящий слой по жиле.

Полупроводящий слой по жиле плотно связан с СПЭ-изоляцией путем экструзии. Для получения хороших электрических характеристик используется гладкий материал.

3 – Изоляция из сшитого полиэтилена

Изоляция из сшитого полиэтилена накладывается одновременно с полупроводящим слоем по жиле и по изоляции методом тройной экструзии. Прилегающие поверхности между изоляцией и полупроводящими слоями не подвергаются внешнему воздействию ни на одной стадии изготовления. Высококачественные системы переработки материалов, тройная экструзия, сухой метод полимеризации и

сверхчистые материалы для сшиваемого полиэтилена обеспечивают высокое качество изделий. Толщина изоляции определяется конструктивными электростатическими напряжениями переменного тока и импульсными напряжениями.

4 – Полупроводящий слой по изоляции

Полупроводящий слой по изоляции плотно связанного с СПЭ-изоляцией путем экструзии. Материал полупроводящего слоя обладает высокой проводимостью. Для получения хороших электрических характеристик используется гладкий материал.

5 – Экран из медных проволок

Экран из медной проволоки покрыт полимерной оболочкой.

6 – Алюминиевый экран

7 – Неметаллическая наружная оболочка

– полиэтилен

– ПВХ пластикат

– Безгалогенный материал, не распространяющий горение

– Токопроводящий слой, экструдированный поверх оболочки для её специальной проверки.

Чаще всего выбор падает на полиэтилен. ПВХ применяется, если существуют повышенные требования по нераспространению горения.

8 – Броня

– Однопроволочная броня.

– Двухпроволочная броня.

Группу кабелей с СПЭ-изоляцией можно расположить треугольником или в плоскости. Выбор зависит от ряда факторов: метода заземления экрана, сечения жил и имеющегося в наличии места для монтажа. При проектировании кабельной системы могут быть выбраны различные методы заземления металлических оболочек: заземление с обеих сторон, заземление с одной стороны, заземление с транспозицией экранов.

Система с заземлением с обеих сторон (рис. 5.5) представляет собой контур для протекания емкостных токов в нормальных условиях. Это вызывает потери в экране, что уменьшает пропускную способность системы по току. Эти потери меньше в кабелях, проложенных треугольником по сравнению с кабелями, проложенных в плоскости.

Система с заземлением с одной стороны (рис. 6) представляет собой разомкнутый контур, не позволяющий протекание емкостных токов. В этом случае между экранами прилегающих фаз кабельной линии и между экраном и землей индуцируется напряжение, но ток при этом не протекает. Это индуцированное напряжение пропорционально длине кабеля и току. Заземление с одной стороны может применяться только на небольших участках кабельной линии, так как допустимое напряжение на экране ограничивает длину.

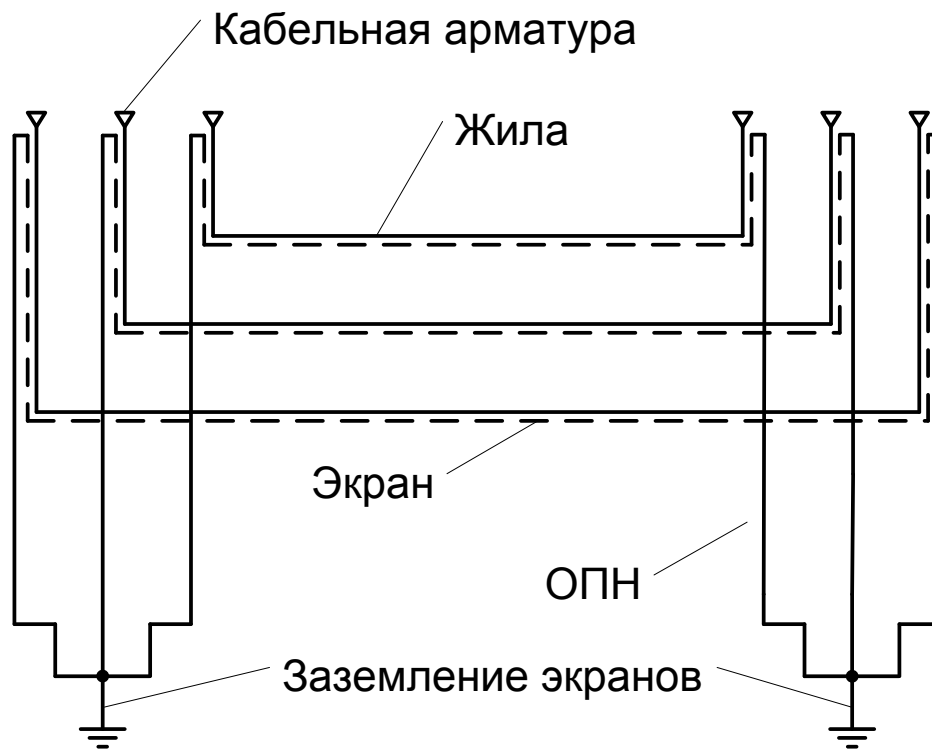


Рис. 5.5. Заземление КЛ с двух сторон

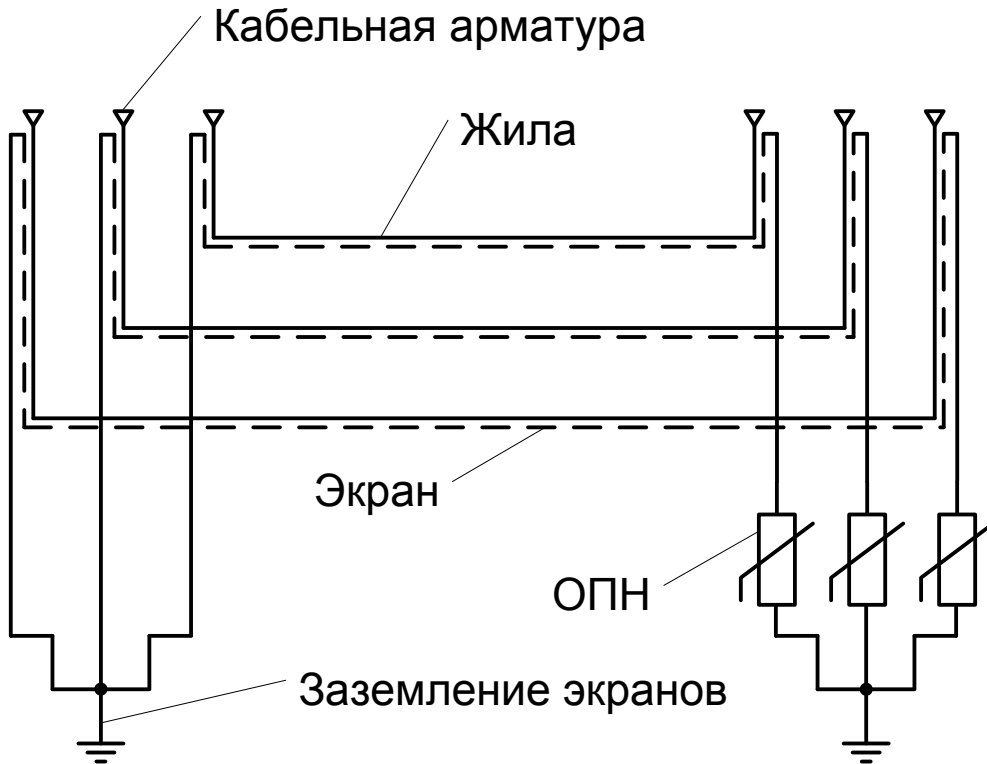


Рис. 5.6. Заземление КЛ с одной стороны

Система с транспозицией экранов (рис. 7) представляет собой электрически непрерывный контур, проходящий от одного конечного заземления до другого. При этом контур разделен на секции, которые соединены перекрестно. Это позволяет устранить протекание емкостных токов по экрану. Максимальное индуцированное напряжение появляется в устройствах транспозиции экранов. Этот метод обеспечивает такую же пропускную способность по току, как и при заземлении с одной стороны, но при этом протяженность кабельной линии может быть длиннее. Этот метод требует установки разделителей экранов и дополнительных устройств транспозиции.

5.4.3. Закрытая подстанция напряжением 110/10 кВ

Распределительное устройство 110 кВ ПС выполнено из трехфазных элегазовых модулей Power^{IT} ЕХК-0 производства фирмы АББ (рис. 5.8), которые включают выключатели, разъединители-заземлители, измерительные трансформаторы, вспомогательные модули и т.д.

На рис.5. 9 приведены технические характеристики ячеек. Размеры модулей: ширина – 800 или 1000 мм; высота – 2370 мм; глубина – 3300 мм.

Все трехфазные модули соединяются друг с другом с помощью тщательно обработанных фланцевых соединений. Фланцы всех модулей имеют одинаковые размеры, что позволяет свободно соединять между собой любые компоненты. Это упрощает процессы проектирования и планирования подстанции. В элегазовой подстанции Power^{IT} можно реализовать все базовые схемы, используемые в конструкциях классических подстанций.

С помощью стандартных модулей можно создавать подстанции с одинарной или двойной системой шин, с обходными шинами, а также с разъединителями и шинными перемычками (рис. 11, 12).

На рис. 12 видно, что слева внизу размещается 1-ая секция сборных шин (3 ячейки), справа выше 2-ая секция сборных шин (3 ячейки). Между секциями сборных шин располагается ячейка секционного выключателя.

Разработанная схема ЗРУ-110 кВ позволяет осуществить питание ПС от четырех кабельных линий, т.е. ПС может иметь связи, по крайней мере, с двумя питающими центрами.

Размер помещения, в котором располагается ЗРУ-110 кВ, составляет 6×12 м.

Характерные особенности и преимущества элегазовых подстанций Power^{IT} ЕХК-0 в трехфазном исполнении это:

- компактная конструкция;
- высокий коэффициент готовности;
- низкий уровень требований к техническому обслуживанию и ремонту;
- короткие сроки поставки и ввода в эксплуатацию;
- сборка из унифицированных модулей.

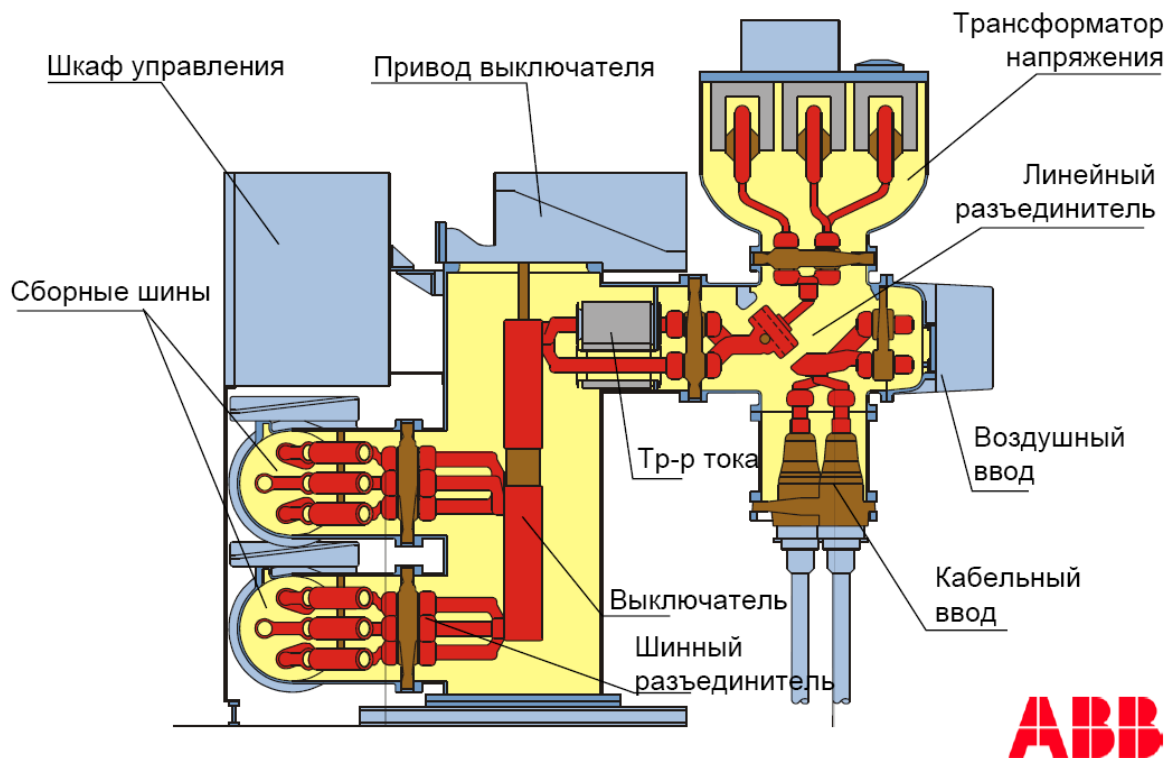
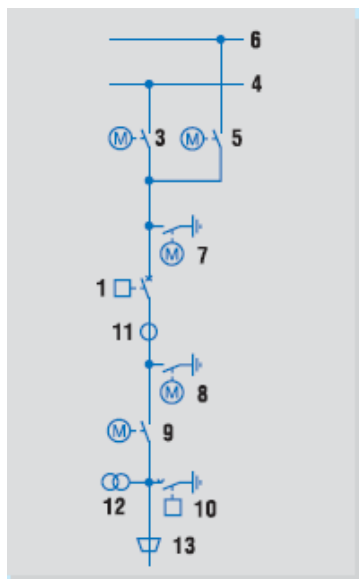


Рис. 5.7. КРУЭ типа EXK-01

ЯЧЕЙКА КРУЭ АBB EXK-01

Обозначение:

- 1 – элегазовый выключатель;
- 3, 5, 9 – разъединители;
- 4 – система шин 1;
- 6 – система шин 2;
- 7, 8, 10 – заземляющие ножи;
- 11 – трансформатор тока;
- 12 – трансформатор напряжения;
- 13 – кабельный или шинный ввод/вывод



Технические данные:

- номинальное напряжение 123 кВ;
- номинальный ток 800-2500 А;
- номинальный ток динамической стойкости 82 кА;
- номинальный ток термической стойкости 31,5 кА;
- минимальное давление газа (как дугогасительной среды) 520 кПа (~ 5,2 атм)
- минимальное давление газа (как изолирующей среды) 600 кПа (~ 6 атм)

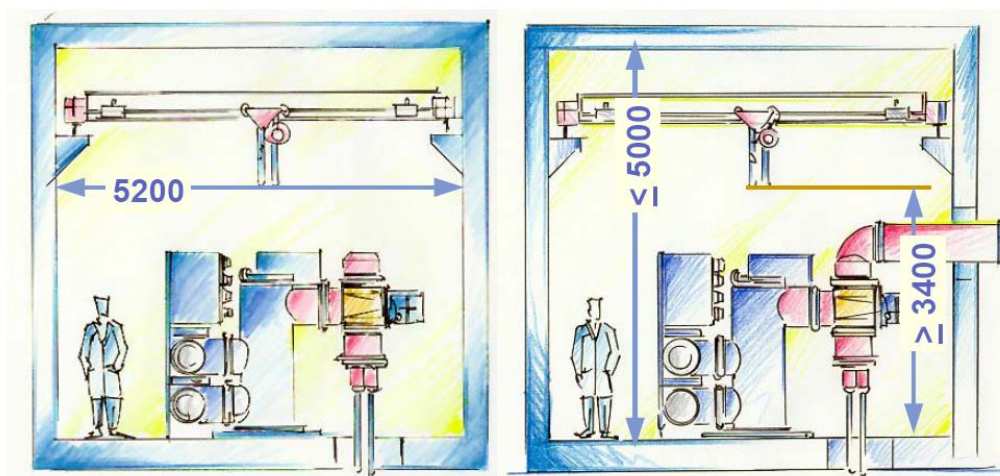
Размеры ячейки:

- ширина 1000 мм;
- высота 2370 мм;
- глубина 3300 мм

Рис. 5.8. Ячейка КРУЭ АBB EXK-01

КРУЭ типа ЕХК-01 примеры исполнения

Двойная система шин



Ячейки: ширина 1000 (800)
высота 2370
глубина 3300



Рис. 5.9. КРУЭ типа ЕХК-01. Модульная система



Рис. 5.10. Внешний вид ЗРУ-110 кВ фирмы SIEMENS с использованием элегазовых ячеек КРУЭ



Рис. 5.11. КРУЭ типа ЕЖК-01. Модульная система

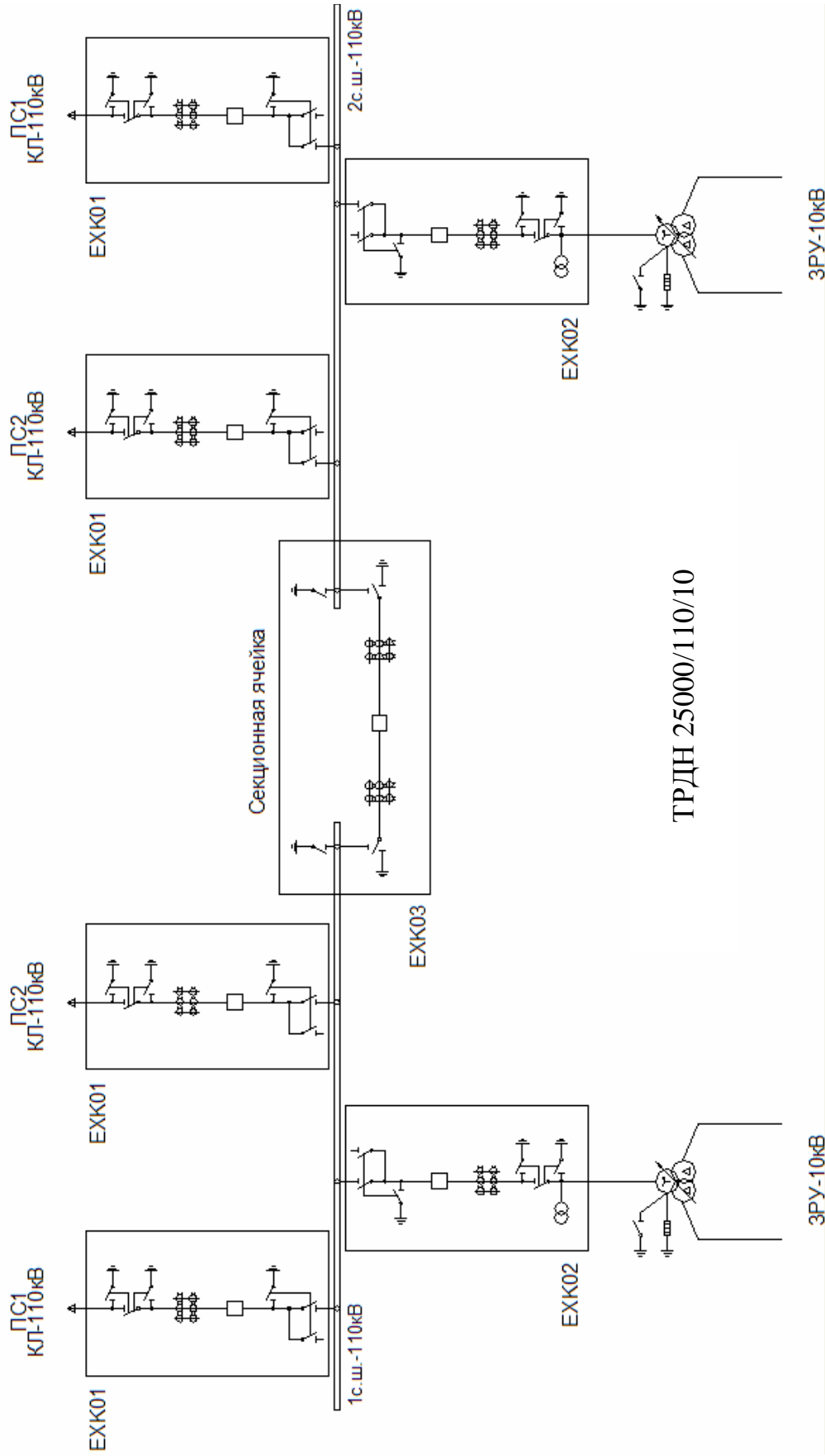


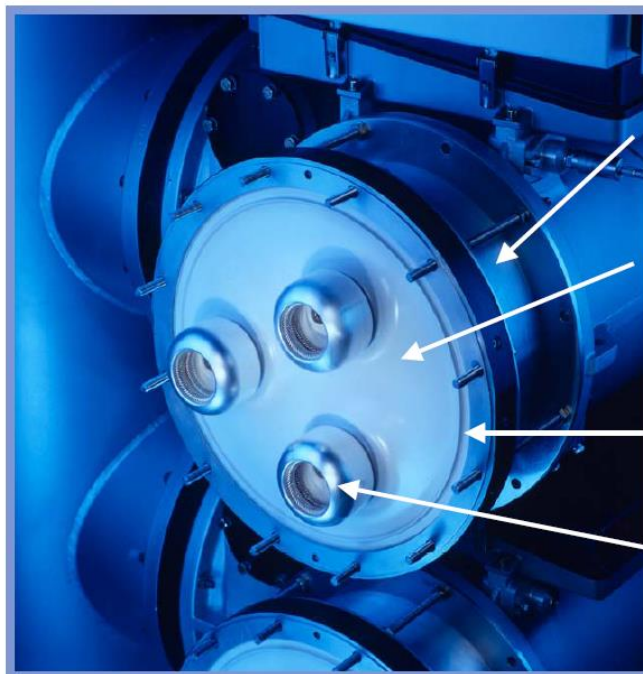
Рисунок 11.1 – Схема ЗРУ 110 кВ

Рис. 5.12. Схема ЗРУ-110 кВ

5.4.4. Конструктивное исполнение отдельных элементов элегазовых модулей

Секционный шинопровод. Шины состоят из сборных компонентов, длина которых соответствует ширине ячейки (800 или 1000 мм). Наличие в каждом отсеке газоизоляционных перегородок позволяет отказаться от требующих больших затрат времени процедур заполнения газом и отвода газа из больших объемов. Использование телескопических поперечных сборочных элементов дает возможность упростить выполнение задач по сборке на месте эксплуатации, а также по расширению или модернизации установки.

ЕХК-01 Присоединения шин



Телескопическая труба (поперечный монтажный модуль)

Барьерный изолятор

Уплотнительные кольца - паз

Контактная система



Рис. 5.13. Присоединение шин

Фазные шины в каждом отсеке крепятся к газонепроницаемым изоляционным перегородкам, а перегородки, в свою очередь, соединяются с телескопическими поперечными сборочными элементами. Для соединения шин используются разъемные штекерные соединители в поперечных сборочных элементах. Это обеспечивает необходимую гибкость для компенсации изменения длины проводов под действием температуры. Таким образом, полностью исключается возможность механической нагрузки изоляторов вследствие разницы в температуре отдельных проводов. Неотъемлемой частью каждого шинного модуля является комбинированный разъем-

единитель-заземлитель. Привод разъединителя, помимо понижающего редуктора, включает также стопорное устройство с электрической блокировкой для обоих механизмов. Реечная передача преобразует вращательное движение изолирующих валов в осевое перемещение контактов. Указатели положения и вспомогательные переключатели имеют жесткое соединение с приводом. Поскольку их переключение происходит непосредственно перед тем, как контакты достигают конечного положения, всегда гарантируется точная индикация положения контактов. Также возможно ручное управление комбинированным разъединителем-заземлителем с помощью рукоятки.

Выключатель с трансформатором тока. Выключатель (рис. 13) имеет два или три соединительных фланца, положение и форма которых определяются схемой станции. Поскольку все остальные модули могут соединяться напрямую, при надлежащем планировании проекта можно создавать очень компактные и, следовательно, недорогие станции.

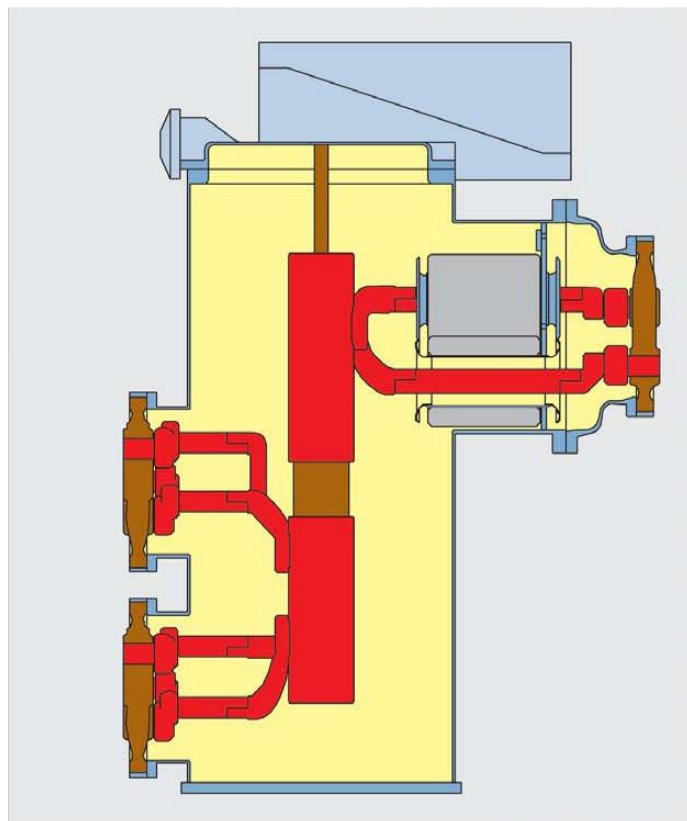


Рис. 5.14. Элегазовый выключатель с трансформатором тока

Выключатель имеет одну ступень давления, работает по принципу автодутья с одним разрывом на полюс и поэтому не требует больших затрат времени на техническое обслуживание. Дугогасительная камера (рис. 14), используемая в данном выключателе, аналогична камерам выключателей наружной установки, которые проходят испытания в самых суровых усло-

виях. Такая дугогасительная камера характеризуется последовательным размыканием главных и дугогасительных контактов. Использование долговечных дугогасительных контактов и отсутствие износа главных контактов позволяют проводить проверки и техническое обслуживание гораздо реже, а в большинстве случаев вообще отказаться от них. Поршень автоматического выключателя, соединенный с контактным соплом, создает поток элегаза, необходимый для гашения дуги во время движения на отключение. В отличие от обычного пневматического выключателя, автоматический выключатель имеет две камеры.

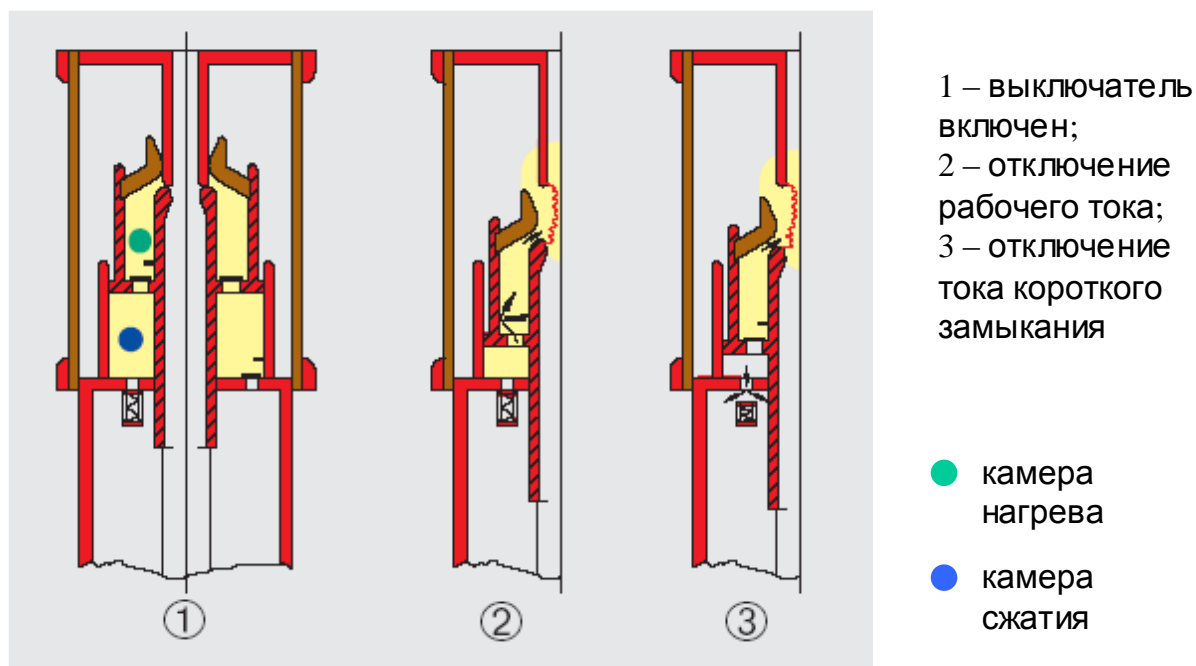


Рис. 5.15. Элегазовый выключатель 110 кВ

Камеры отделяются друг от друга с помощью свободно подвижного клапана-заслонки. В камере сжатия происходит сжатие элегаза во время движения контакта на отключение. Газ гасит дугу рабочего тока, а также слабый ток короткого замыкания. Камера сжатия и геометрия контактов оптимизированы для обеспечения защиты от небольших перенапряжений и мягкого гашения дуги. В камере нагрева происходит нагрев элегаза за счет энергии дуги короткого замыкания. Создаваемое при этом давление используется для отключения токов короткого замыкания вплоть до номинального тока отключения. Таким образом, энергия, необходимая для отключения тока короткого замыкания, не создается приводом, и привод (гидропружинный) может быть исключительно простым и надежным. Большинство коммутационных операций выполняется при токах нагрузки, они выполняются с приложением меньшей механической нагрузки со стороны камеры сжатия. Соответственно, меньше реактивные силы и меньше износ.

Трансформаторы тока и напряжения. Для измерения и защиты используются индуктивные однофазные трансформаторы тока и напряжения (рис. 15). Роль первичной изоляции для трансформаторов обоих типов играет элегаз. Данные трансформаторы характеризуются безопасностью в работе, поскольку этот изоляционный материал не подвержен старению. Фидерные трансформаторы тока располагаются в соединительном фланце выключателя. Имеющийся объем сердечника дает возможность установки до четырех сердечников. Используемый трансформатор тока разработан как низковольтный трансформатор. Имеющиеся коэффициенты трансформации, классы точности, выходная мощность вторичных обмоток и т. д. соответствуют обычным требованиям к современным устройствам для измерения и защиты. Трансформаторы напряжения имеют так называемую пленочную элегазовую изоляцию. В устройствах данного типа отдельные слои обмотки изолированы друг от друга с помощью пластиковой пленки, а промежуточные пространства заполнены элегазом по специальной технологии. На вторичной стороне трансформатора напряжения имеются две измерительные обмотки и одна обмотка, соединенная в разомкнутый треугольник, для обнаружения замыкания на землю.

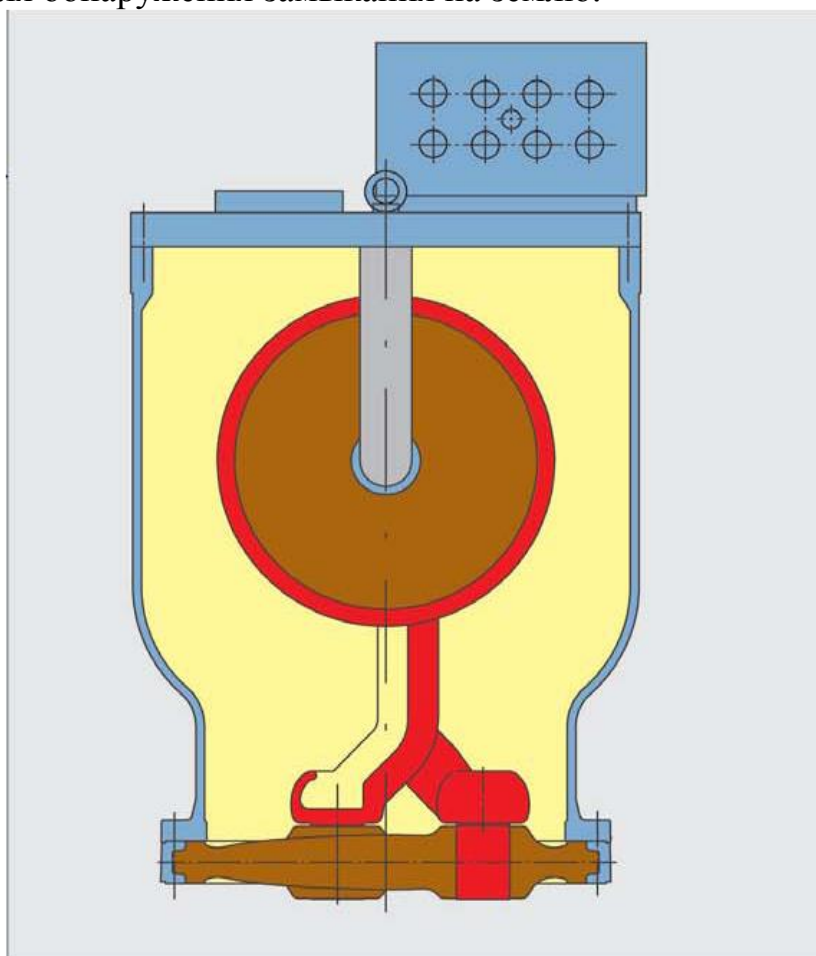


Рис. 5.16. Трансформатор напряжения



Рис. 5.17. Трансформатор напряжения со стороны шин

Гидропружинный привод. В гидропружинном приводе выключателя идеально соединяются не подвергающаяся износу гидравлическая система и механический аккумулятор энергии, роль которого выполняет комплект тарельчатых пружин (рис. 17, 18). Такие пружины обладают исключительными свойствами: надежностью, долговременной стабильностью и устойчивостью к температурным воздействиям. Привод для трехполюсного выключателя состоит из четырех функциональных модулей: модуля перезарядки с гидравлическим насосом и резервуаром низкого давления, аккумуляторного модуля с комплектом тарельчатых пружин, рабочего модуля с приводным поршнем и встроенным механизмом торможения в конечном положении, а также модуля контроля и управления с включающей и отключающей катушками. В версиях с пополюсным управлением используются по три рабочих и управляющих модуля. Включение и отключение производится с помощью испытанных и проверенных компонентов гидропривода. В соответствии с принятой концепцией безопасности направляющий гидрораспределитель оснащен двумя отключающими катушками. Привод не имеет трубчатых или резьбовых соединений. Количество мест уплотнения от внешних воздействий сокращено до минимума. Герметизованные скользящие прокладки располагаются таким образом, чтобы неизбежные утечки могли попадать только в резервуар низкого давления и ни при каких обстоятельствах не попадать наружу. Резервуары высокого и низкого давления имеют герметичные уплотнения, что исключает возможность изменения характеристик гидравлической жидкости вследствие длительного окисления.

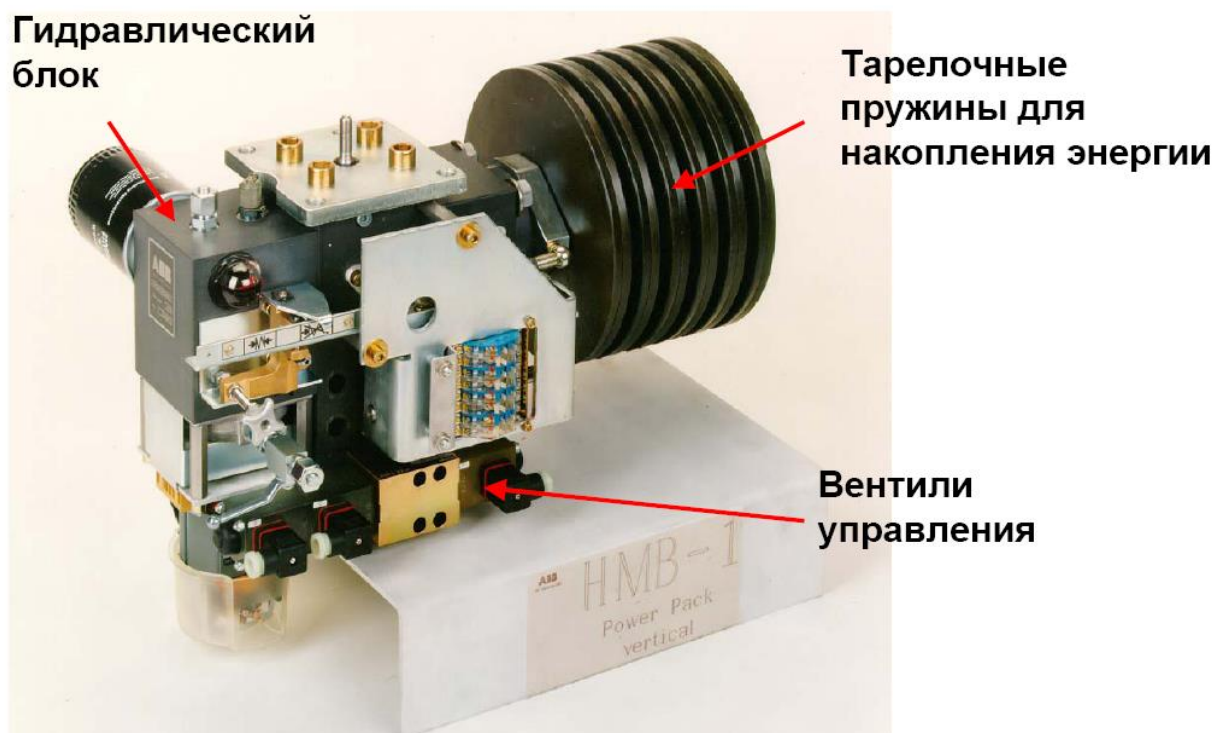


Рис. 5.18. Гидропружинный привод. Внешний вид

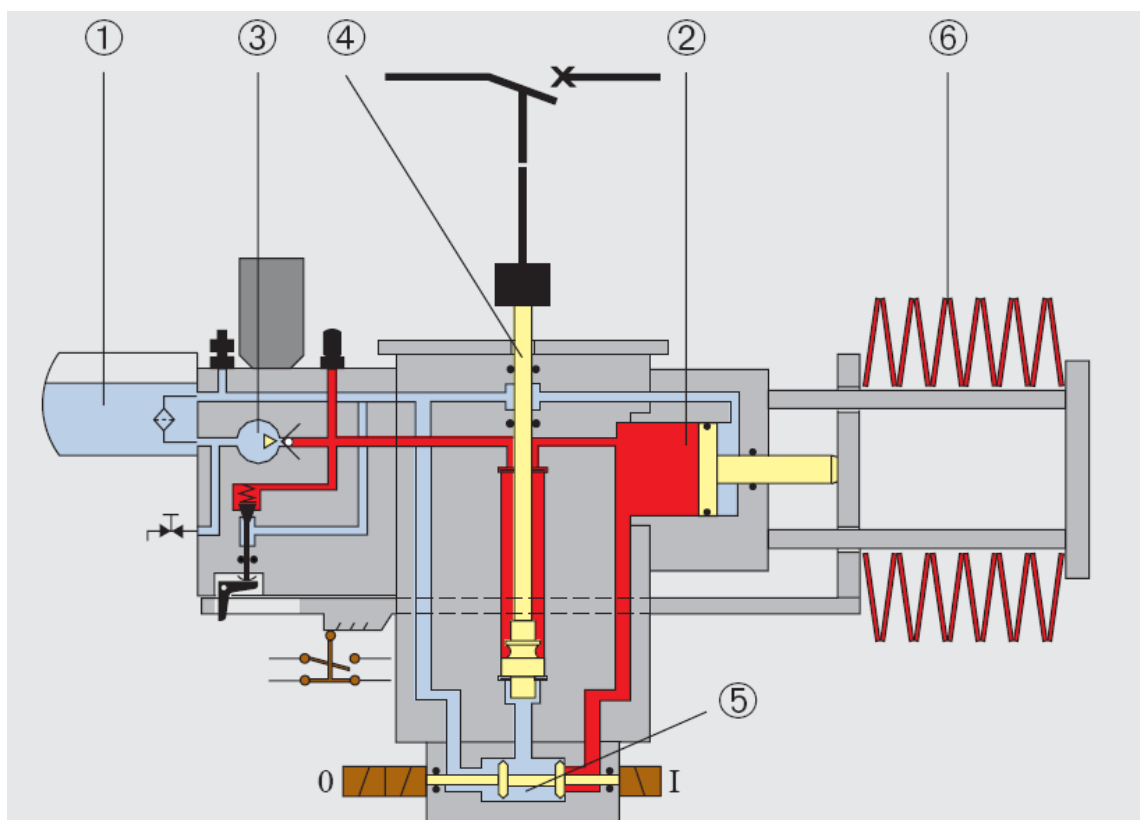


Рис. 5.19. Гидропружинный привод: 1 - Масло низкого давления; 2 - Масло высокого давления; 3 - Гидравлический насос; 4 - Приводной поршень; 5 - Гидрораспределитель; 6 - Аккумулирующие пружины

Отсек с комбинированным разъединителем-заземлителем. Линейный разъединитель находится в модуле, имеющем форму креста (рис. 19). Линейный разъединитель состоит из тех же активных элементов, что и шинный разъединитель.



Рис. 5.20. Комбинированный разъединитель-заземлитель

Разъединитель оснащен встроенным заземлителем с механическим приводом (рис. 20). Кроме того, к данному разъединителю может подключаться трансформатор напряжения. В этом случае монтаж электрического соединения производится до или после изоляционного промежутка с тем, чтобы напряжение могло измеряться либо со стороны шин, либо со стороны линии. Соединительный фланец трансформатора напряжения также играет роль испытательного фланца для проведения испытаний высоким напряжением оборудования подстанции или кабеля. Как правило, данный модуль объединяется с трансформатором напряжения, заземлителем с включающей способностью и концевым уплотнением кабелей либо отходящей линии.

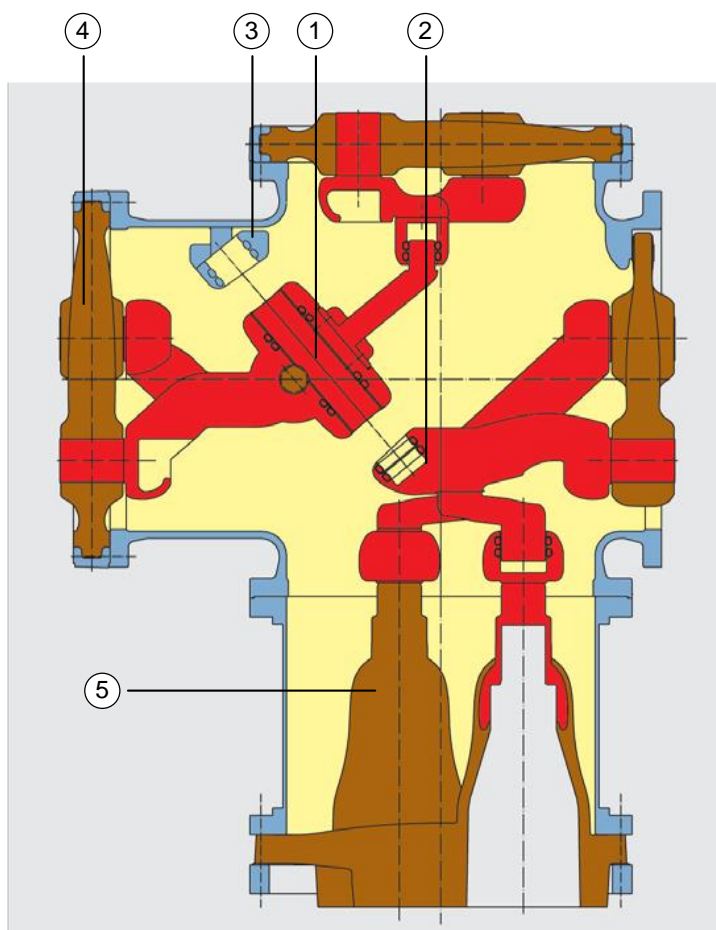


Рис. 5.21. Линейный разъединитель с концевым уплотнением кабелей:
 1 - Контактный штырь; 2 - Контакт разъединителя; 3 - Контакт заземлителя; 4 - Барьерный изолятор; 5 - Штекерное кабельное соединение

Концевое уплотнение кабелей. С помощью концевого уплотнения кабелей (рис. 21) можно соединять кабели любого вида. Для кабелей с СПЭ-изоляцией из (облученного полиолефина сетчатой структуры), предусмотрено концевое уплотнение с малой установочной длиной и сухой твердой изоляцией. Основными элементами съемных концевых уплотнений являются съемные штекерные соединения из эпоксидной смолы и кабельные соединители с изготовленными на заводе наконечниками для защиты от механического напряжения из силиконовой резины. Преимущество использования данных компонентов заключается в последовательном разделении оборудования подстанции и кабельных систем. Для кабелей других типов выбирается концевое уплотнение с жидкой изоляцией, основным компонентом которого является более длинный кабельный изолятор.



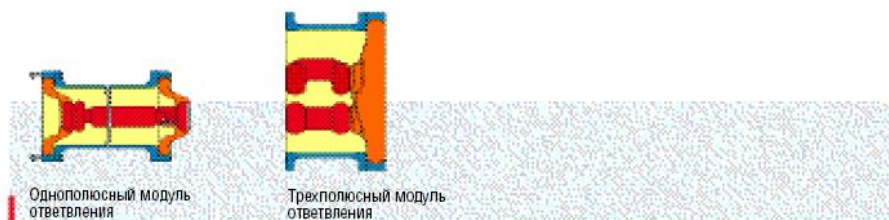
Рис. 5.22. Газонепроницаемое компактное концевое уплотнение кабеля

Вспомогательные модули. С КРУЭ ЕХК-0 возможна реализация всех типовых для распределительных устройств электрических схем. Для со-

единения используемого оборудования в зависимости от схемы станции могут требоваться различные соединительные модули. Основными такими модулями являются следующие (рис. 22):

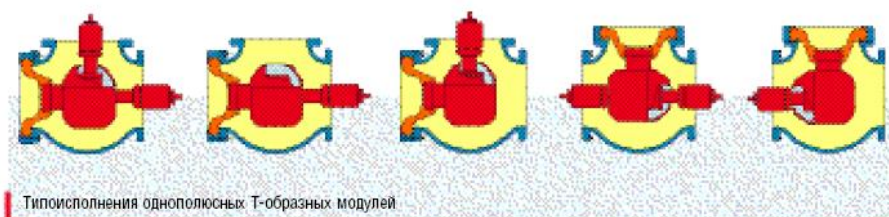
- соединительные трубы;
- угловые секции;
- Т-образные секции.

Модуль ответвления



Т-образный модуль

Т-образные модули применяются в качестве разветвительных модулей или для установки ОПН. Они поставляются в различных типоразмерах, однако принципиально имеют идентичную конструкцию.



Угловой модуль

Угловые модули применяются для разветвления ошиновки на отходящих линиях. Поставляются модули с углами 30°, 45°, 60° и 90°.

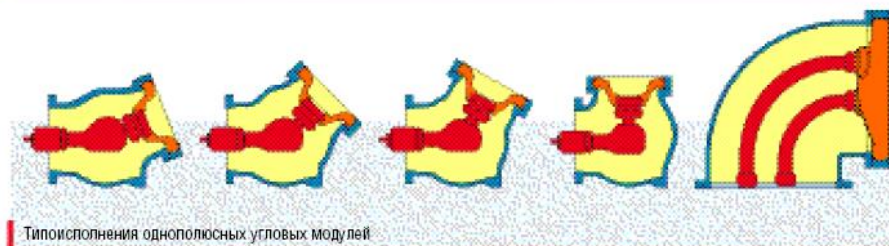


Рис. 5.23. Виды соединительных модулей

Все эти компоненты оснащены опорными или барьерными изоляторами. Для монтажа электрических соединений используются втычные соединители и соединители типа “тюльпан”. Иногда для соединения секций станции используются поперечные сборочные элементы, которые позволяют упростить модернизацию, расширение и ремонт станции в будущем.

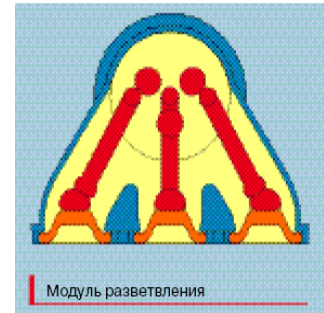
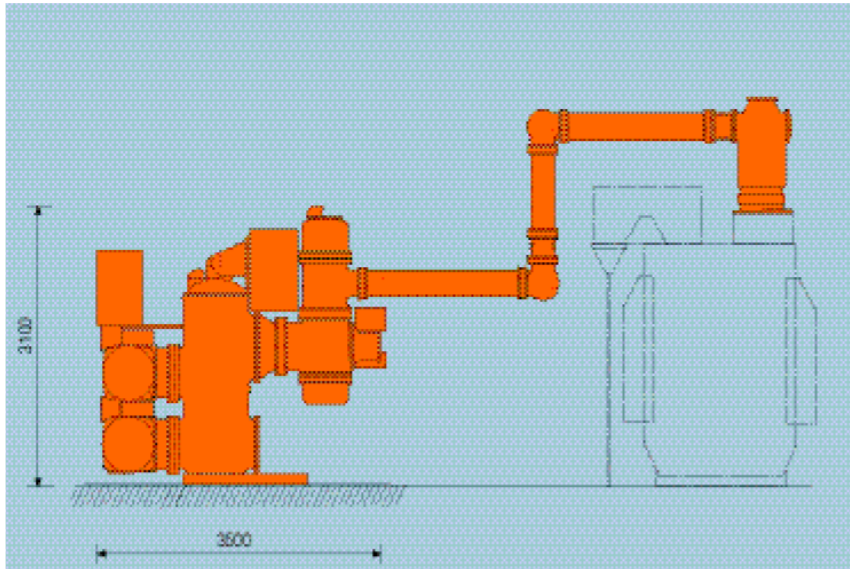


Рис. 5.24. Трансформаторная ячейка

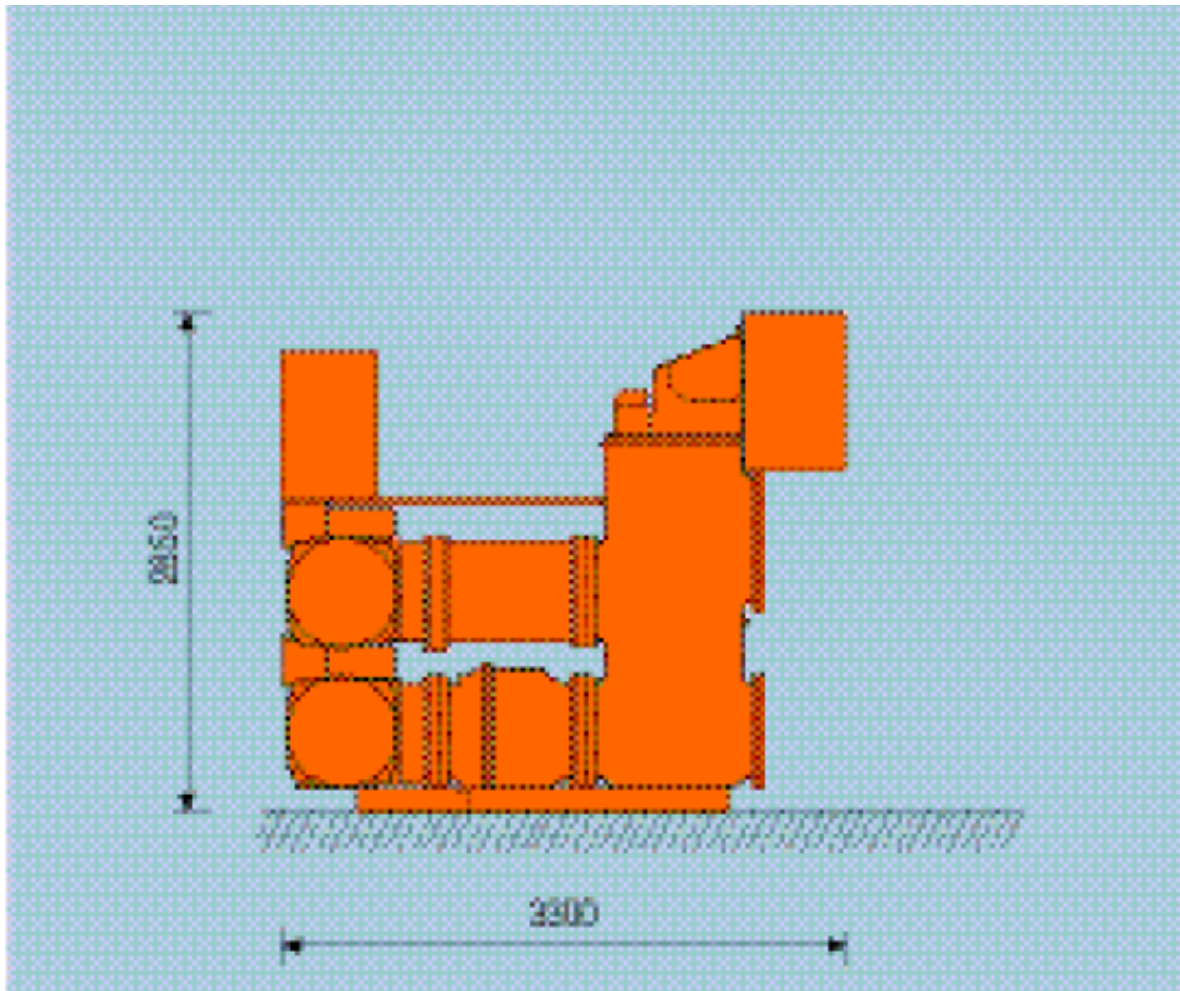


Рис. 5.25. Секционная ячейка

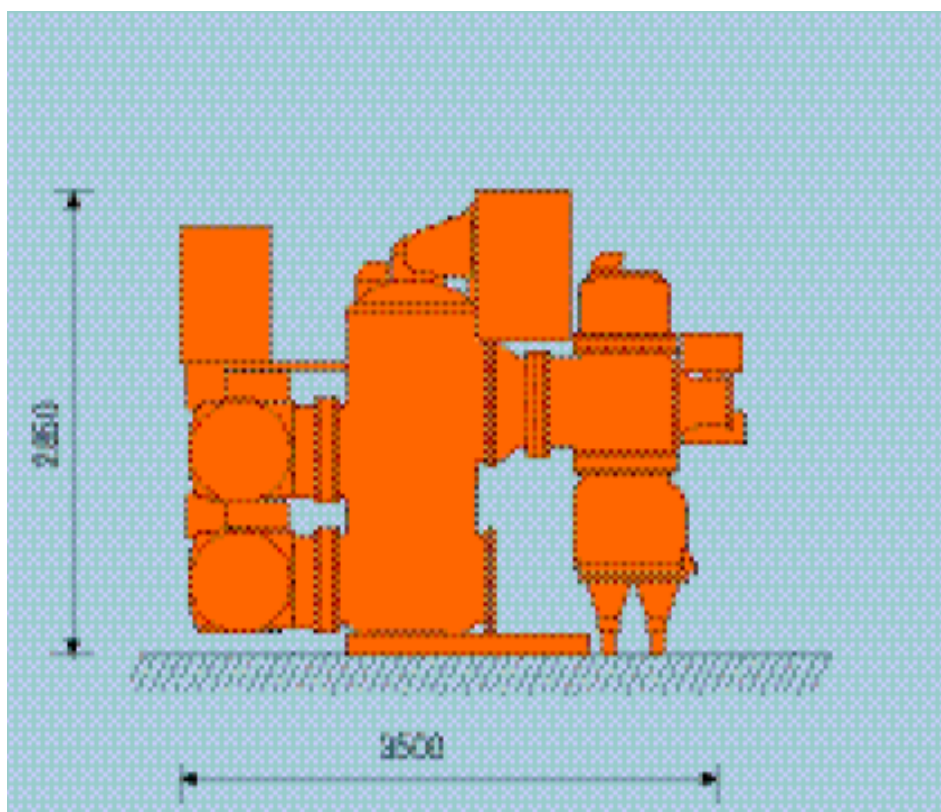


Рис. 5.26. Ячейка кабельного ввода

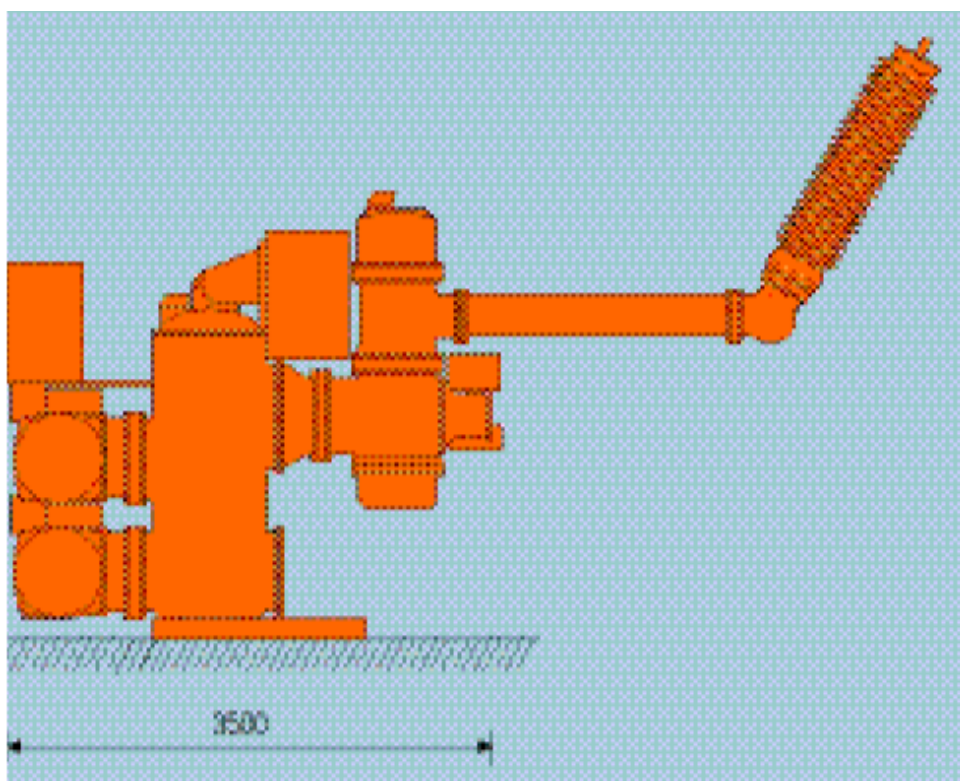


Рис. 5.27. Ячейка воздушного ввода

5.4.5. Строительная часть подстанции

Подстанция размещается в двухэтажном здании. Размеры подстанции составляют: по ширине 48 м, по глубине 21 м, высота каждого этажа составляет 6 м. Также имеется цокольное помещение, высотой 3 м, которое используется для подвода питающего кабеля.

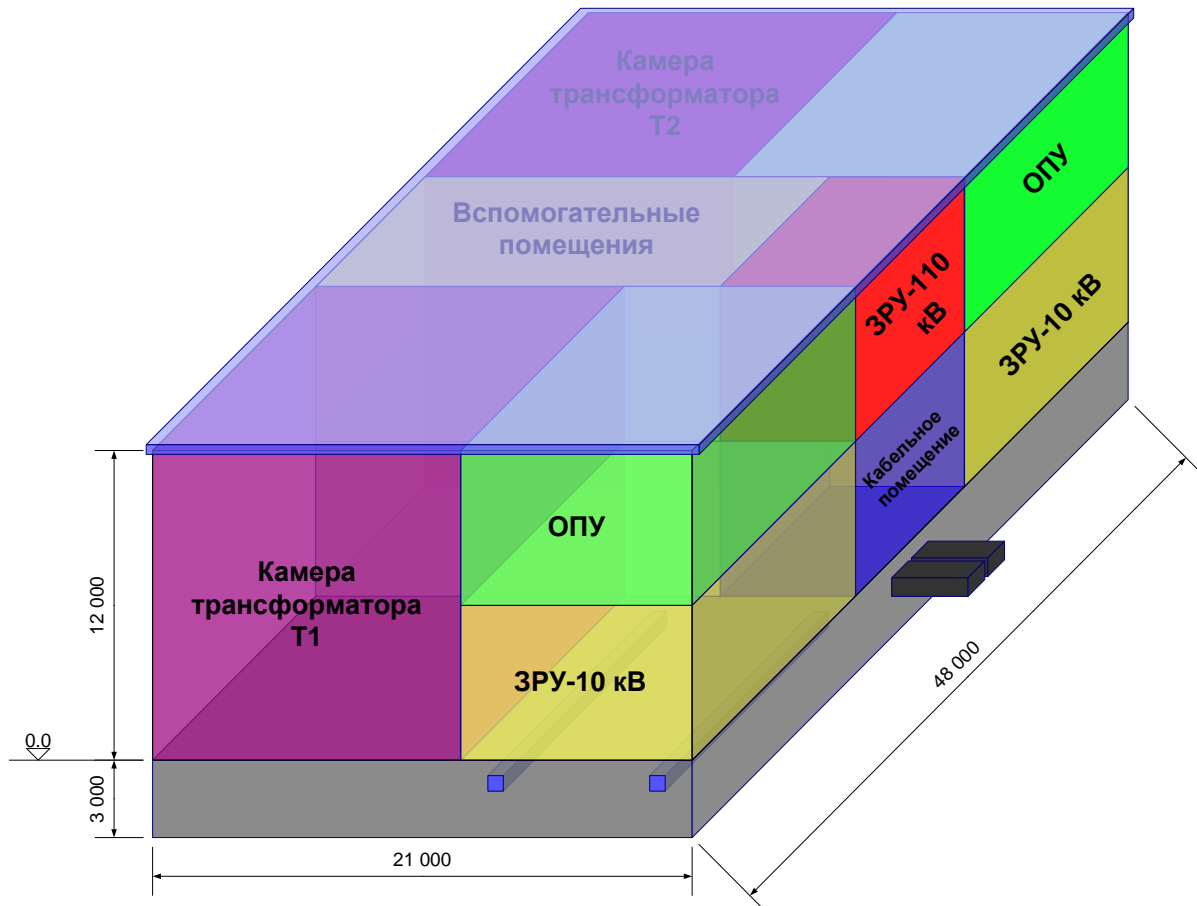


Рис. 5.28. Общий вид здания подстанции 110/10 кВ

Кабельные линии 110 кВ подходят к ПС в земле, в лотках. Через кабельное помещение, расположенное на первом этаже, поднимаются на второй этаж в ЗРУ-110 кВ и подключаются к линейному модулю ЕХК-0. В помещении ЗРУ-110 кВ устанавливаются 7 модулей, позволяющих производить секционирование и подключение силовых трансформаторов. Трансформаторы расположены в закрытых камерах, занимающих по высоте два этажа. Помещение позволяет устанавливать силовые трансформаторы мощностью до 63 МВА. ЗРУ-110 кВ соединяется с силовыми трансформаторами закрытым элегазовым токопроводом 110 кВ в трехфазном исполнении. Диаметр этого токопровода 70 см. Токопровод проложен под потолком и через помещения РЗ выходит в камеры силовых трансформаторов (рис. 26, 27).

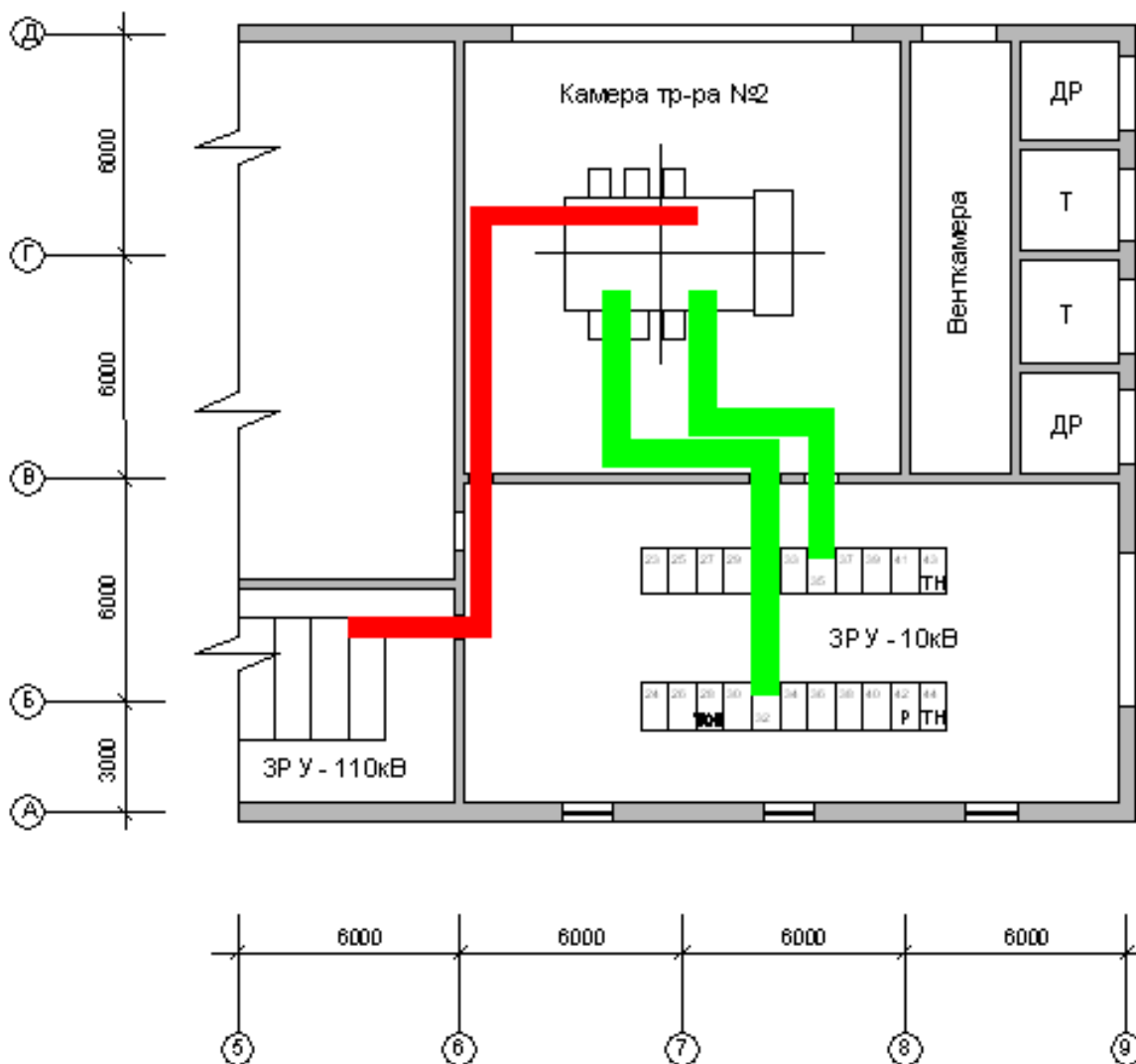


Рис. 5.29. Размещение оборудования и токопроводов напряжением 110 и 10 кВ

На 1-м этаже (рис. 28.1) находятся два помещения со ЗРУ-10 кВ, в каждом из которых может устанавливаться до 44 ячеек типа К-63. Схема ЗРУ-10 кВ представлена на рис. 29. Силовые трансформаторы со ЗРУ-10 кВ соединяются отечественным стандартным токопроводом. Дугогасящие реакторы и их трансформаторы располагаются в отдельных помещениях. На каждой секции шин установлены ТН, располагающиеся в ячейках. ТСН мощностью по 40 кВА расположены в ячейках ЗРУ-10 кВ. Также на втором этаже (рис. 28.2) располагаются помещения РЗ, телемеханики, связи. Рядом с камерами силовых трансформаторов располагаются камеры с 4-мя дугогасящими реакторами и с 4-мя трансформаторами для подключения реакторов к сети.

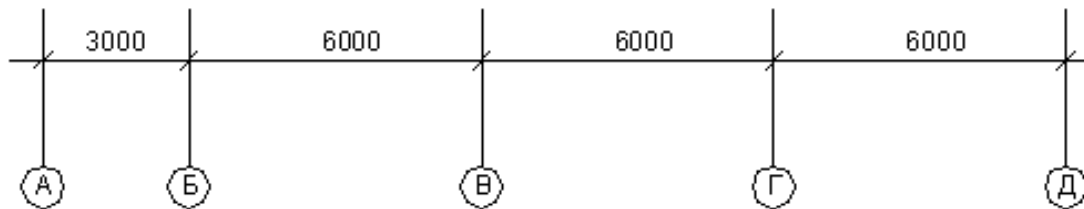
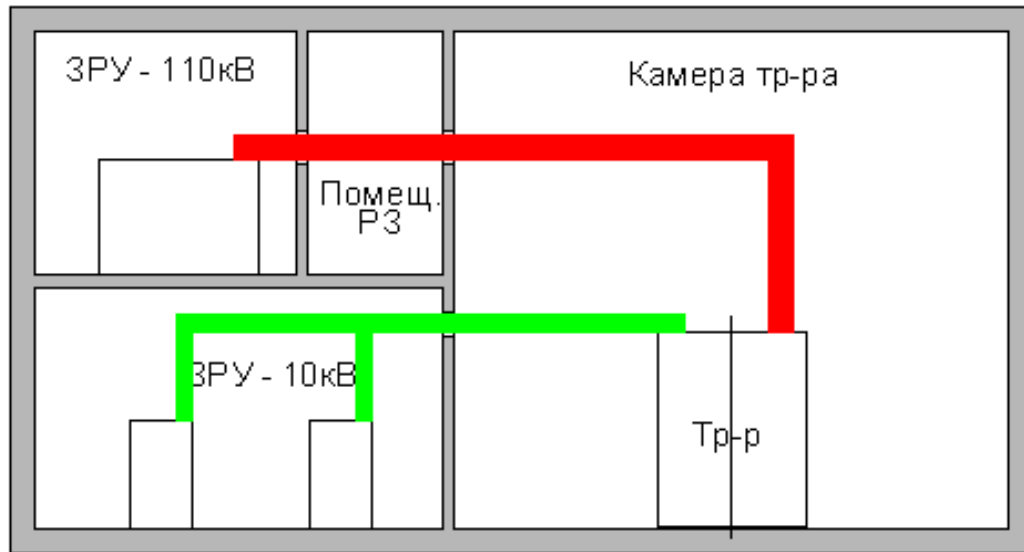


Рис. 5.30. Размещение оборудования и токопроводов напряжением 110 и 10 кВ

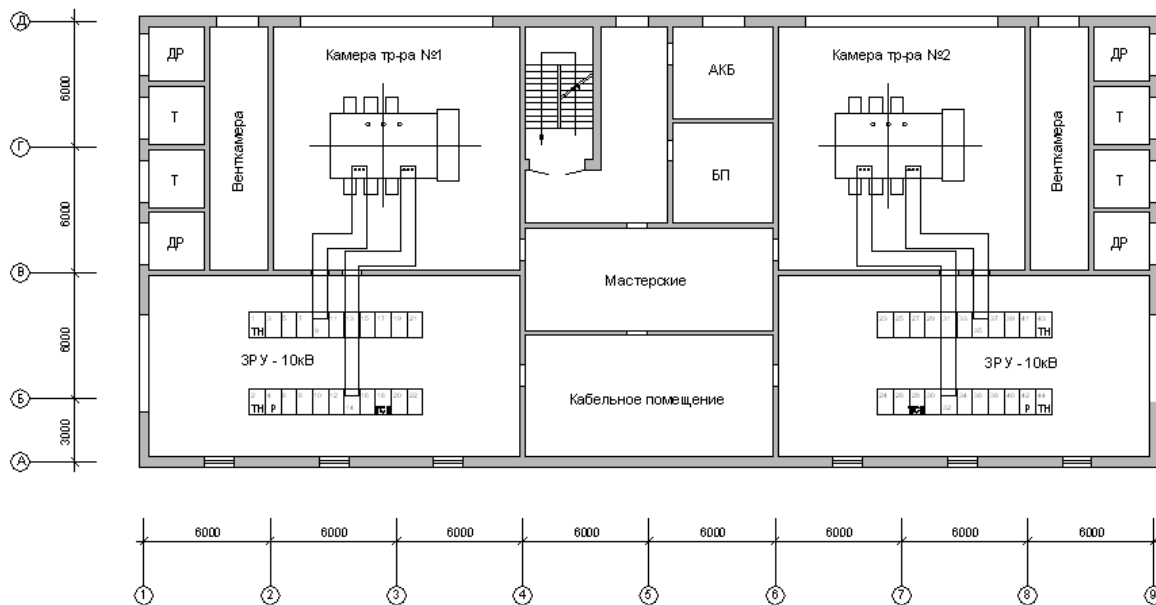


Рис. 5.31. План первого этажа подстанции

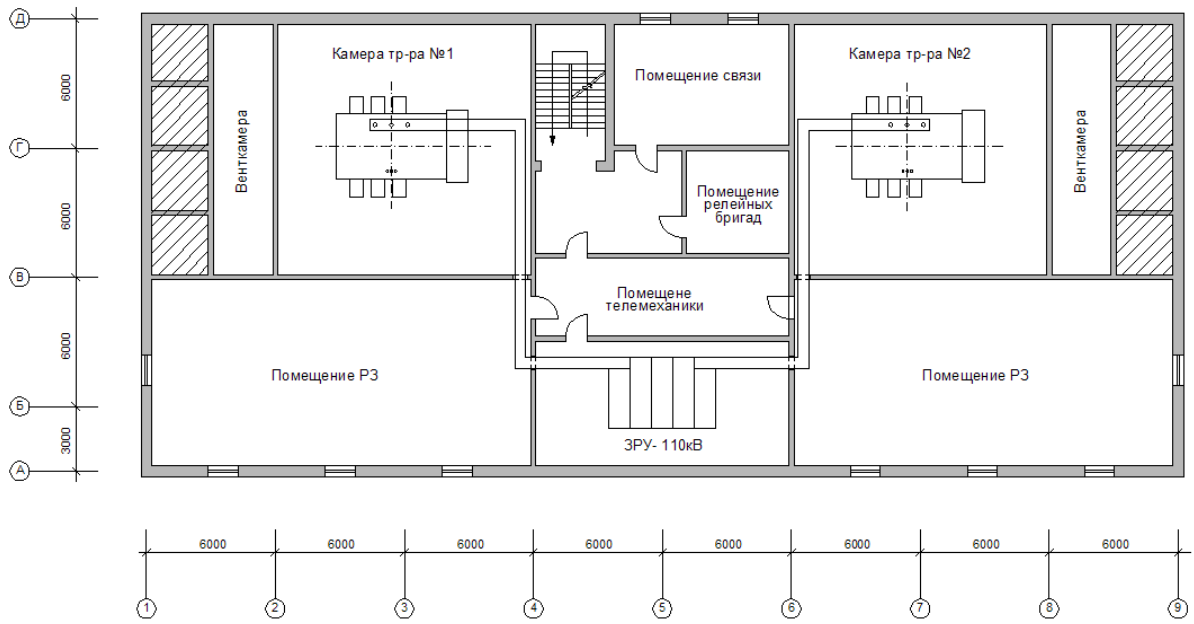


Рис. 5.32. План второго этажа подстанции

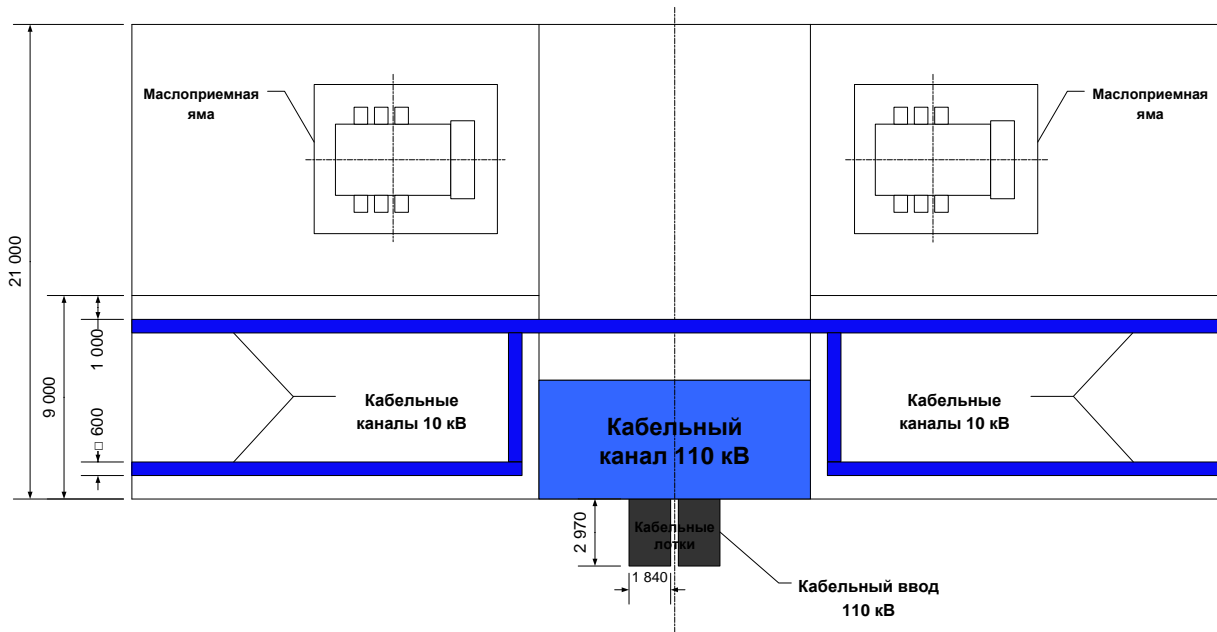


Рис. 5.33. План цокольного этажа

Линии 10 кВ к потребителям прокладываются в кабельных каналах и в трубах, через проем в фундаменте, выходят из здания подстанции (рис. 30).

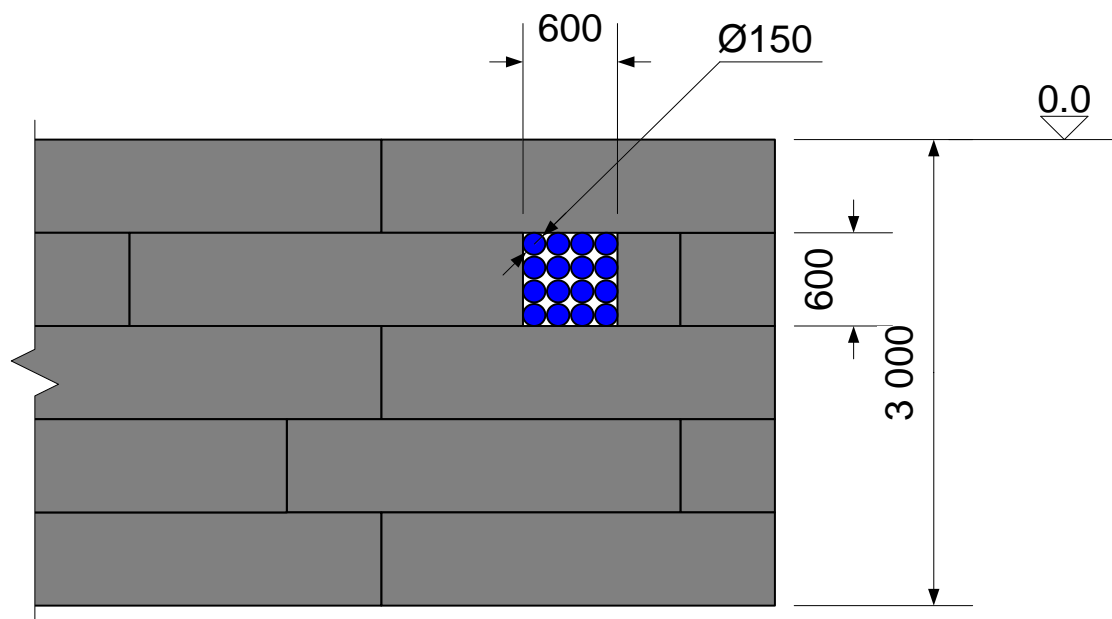


Рис. 5.34. Вывод КЛ-10 кВ через фундамент здания подстанции

В одном помещении ЗРУ-10кВ расположены 1-я и 3-я секции сборных шин, питающиеся от первого трансформатора, во втором помещении ЗРУ-10кВ расположены 2-я и 4-я секции сборных шин, питающиеся от второго трансформатора. Секционирование 1 и 2, 3 и 4 секций шин, расположенных в разных помещениях, осуществляется с помощью кабельных перемычек и соответствующих коммутационных аппаратов (рис. 31).

Кроме названного оборудования на первом этаже располагаются – помещение аккумуляторной батареи и блока бесперебойного питания и мастерские.

Рядом с камерами силовых трансформаторов расположены вентиляционные камеры. Через вентиляционные решетки воздух поступает в камеры трансформаторов и вытягивается наружу, таким образом, обеспечивается естественная вентиляция.

Под каждым трансформатором укладывается гравийная подсыпка, а ниже оборудуется маслоприёмная яма емкостью до 30 м³ (рис. 31).

В целях обеспечения электробезопасности выполнено защитное заземление: 50 электродов установлено по контуру здания подстанции и по 8 электродов около трансформаторов, итого 66 вертикальных электродов. Схема заземляющего устройства представлена на рис. 32.

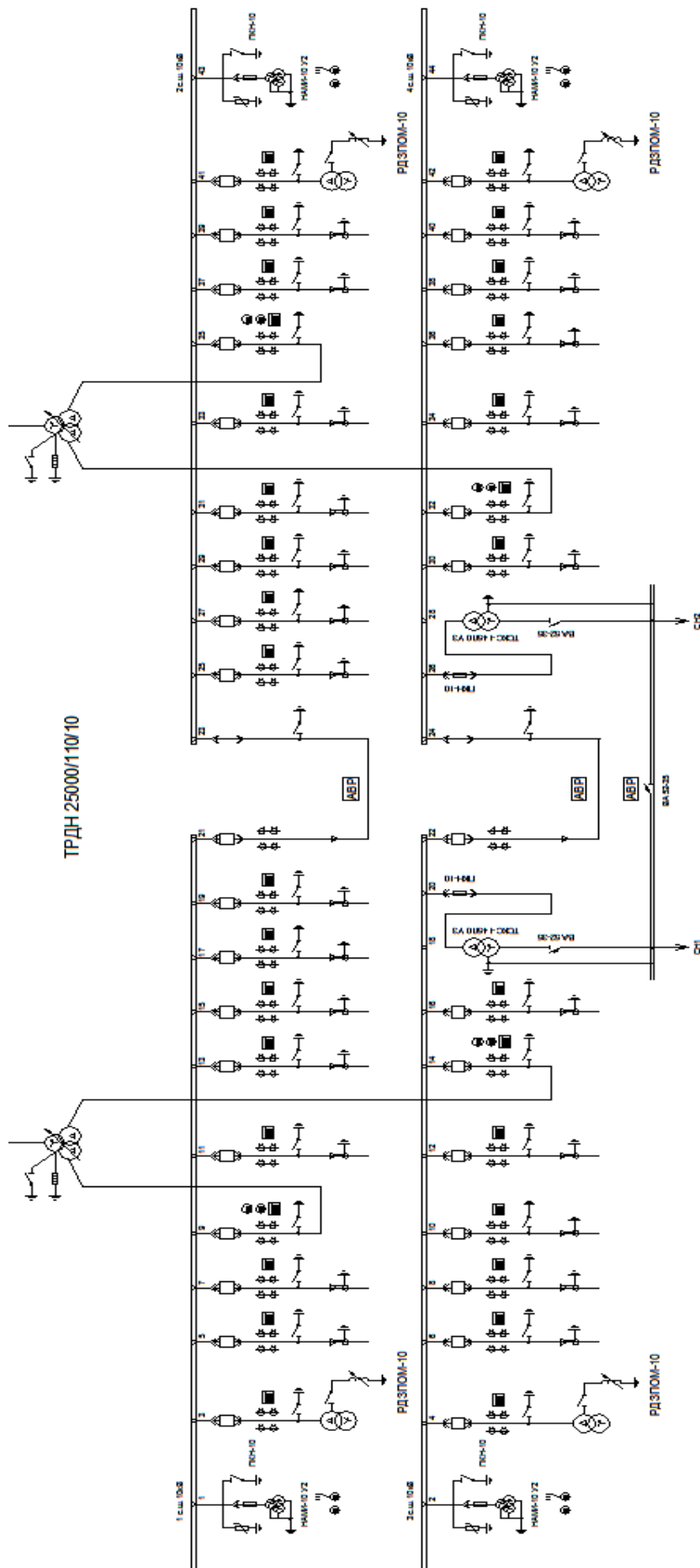


Рисунок 11.29 – Схема ЗРУ-10 кВ

Рис. 5.35. Схема ЗРУ-10 кВ

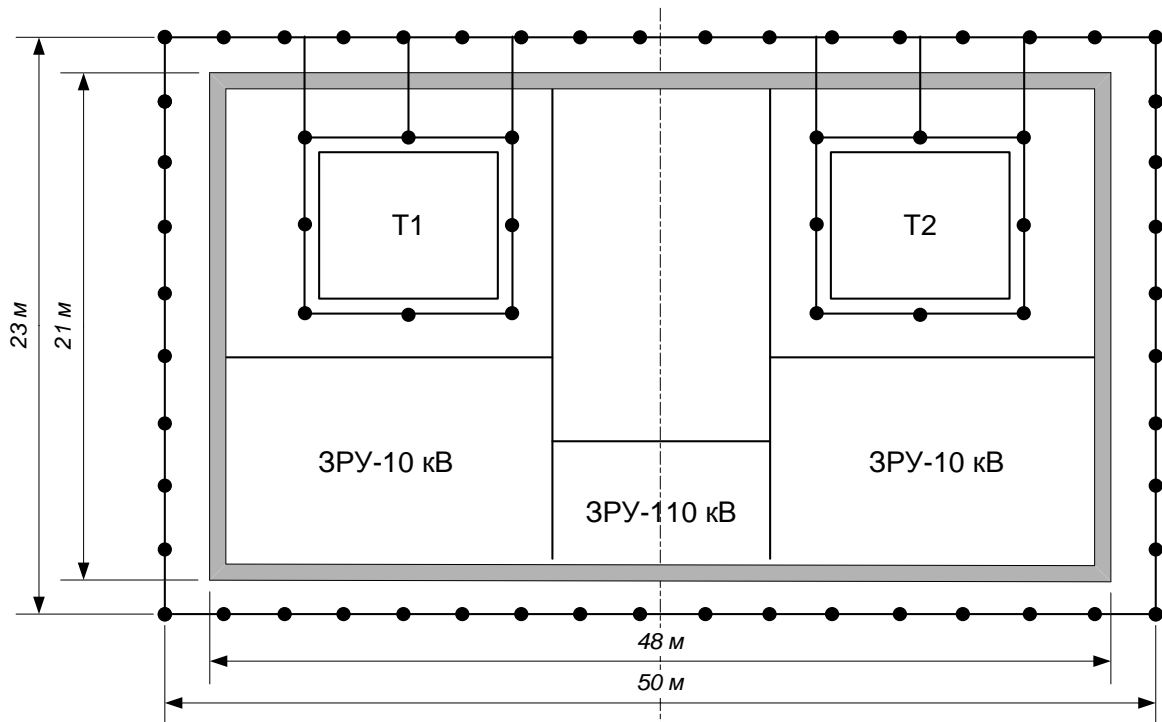


Рис. 5.36. План подстанции с размещением заземляющего устройства

Для защиты здания от прямых ударов молнии на крыше здания ЗРУ под мягкой кровлей выполняется молниеприемная сетка из стальной проволоки диаметром 4 мм с размером ячейки 40×40 мм. Сетка выполняется с четырьмя спусками по периметру крыши из стальной проволоки диаметром 8 мм, соединенными с наружным контуром заземления здания подстанции.

Для монтажа электрооборудования внешние стены здания подстанции оборудуются воротами. Силовые трансформаторы вкатываются в камеры по рельсам. Для ремонта и монтажа силового оборудования под перекрытиями помещений устанавливаются кран-балки.

Эксплуатация подстанцией осуществляется в автоматическом режиме, т.е. она работает без обслуживающего персонала. Ремонтные бригады приезжают лишь для профилактических или ремонтно-восстанавливающих (в случае аварии) работ.

Управление выключателями производится по месту и дистанционно с диспетчерского пункта. В качестве канала связи подстанции с диспетчерским пунктом используется оптоволоконный кабель связи.

Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии производится информационно-измерительной системой типа «ЭКОМ 3000». На каждой отходящей линии 10 кВ устанавливается интеллектуальный счетчик типа СЭТ-4ТМ.03, который позволяет производить учет активной и реактивной энергии, как в прямом, так и в обратном направлении.

Разработанная закрытая подстанция с кабельными линиями 110 кВ является экологически безопасной, все оборудование подстанции защищено от внешних загрязняющих факторов и атмосферных воздействий. Проект закрытой подстанции с КЛ-110 кВ может использоваться для строительства подстанций в городских условиях и в условиях промышленной зоны.

Ориентировочные размеры площади, занимаемой ОРУ ПС 110/10 кВ с трансформаторами 25-63 МВА составляет 90×100 м. Размеры закрытой ПС 110/10 кВ с трансформаторами 16-63 МВА составляет 48×21 м, что в 9 раз меньше.

P.S. В данном техническом эскизном проекте рассмотрена только техническая сторона вопроса. Технико-экономическая оценка будет дана позже. Хотя очевидно, что стоимость первоначальная стоимость земли под строительство и последующие налоги на землю в определенной мере скомпенсируют стоимость строительства закрытой ПС и КЛ-110 кВ. Кроме того, компактность ПС и КЛ позволяют легче размещать их в городских условиях и условиях промышленной зоны.

Проект разработан с участием выпускников кафедры «Электроснабжение» ЮУрГУ 2008 года Е.А. Митряковой и Д.А. Кононенко. Проект явился специальной частью их дипломных проектов.

Варианты перехода КЛ-110 кВ



Рис. 5.37. Переход КЛ-110 кВ на ОРУ-110 кВ подстанции



Рис. 5.38. Переход КЛ-110 кВ на ОРУ-110 кВ подстанции

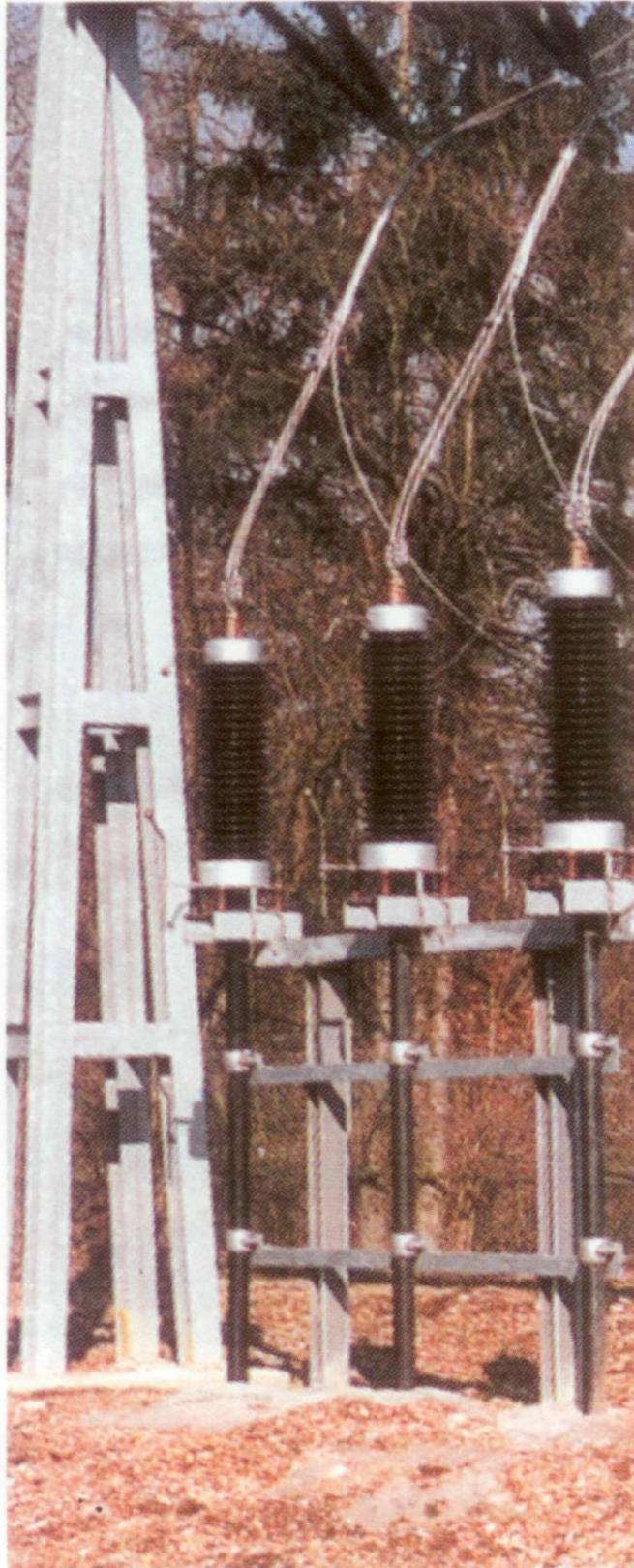


Рис. 5.39. Переход КЛ-110 кВ на ВЛ-110 кВ



5.40. Переход КЛ-110 кВ на ВЛ-110 кВ

Монтаж СПЭ-кабелей

Монтаж кабельных систем в основном заключается в подготовке траншеи, протягивании кабеля, закрепления кабеля и монтажа арматуры. Дипломированные монтажники АББ квалифицировано выполняют работу, необходимую для обеспечения надежной работы кабельной системы.

АББ имеет большой положительный опыт применения различных технологий монтажа, включая прокладку непосредственно в грунте, в трубах, шахтах, лотках, туннелях, подводную прокладку, а также применения таких технологий как направленное бурение, поддомкрачивание труб и т.д.



6. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–10 кВ

6.1. Городские электрические сети

Рационально построенная электрическая сеть должна обеспечивать нормативные уровни надежности электроснабжения потребителей, нормированное качество электроэнергии, электробезопасность элементов сети, минимальные затраты на их обслуживание и ремонт. Кроме того, при построении электросети должны быть учтены перспективный рост электрических нагрузок и возможность её автоматизации.

Схемы электрических сетей напряжением 6–10 кВ увязывается с построением сетей напряжением 35–110–220 кВ и используются для совместного питания городских коммунально-бытовых и промышленных потребителей. Они проектируются в соответствии с строительными нормами и правилами [Инструкция-94, Козлов-88, Файбисович-2006, Цигельман-88].

В зависимости от размера города для питания потребителей, расположенных на его территории, предусматривается система электроснабжения (рис. 6.1), представляющая совокупность электростанций, подстанций и электрических сетей различных напряжений. Общую систему электроснабжения обычно делят на две части: к первой относят электрические сети и понижающие подстанции 35–220 кВ (зона А на рис. 6.1), ко второй части относят питающие сети 6–10–20 кВ и трансформаторные подстанции напряжением 6–20/0,4 кВ (зоны Б В Г и Д на рис 6.1). Вторая часть системы электроснабжения предназначена для распределения электроэнергии непосредственно среди городских потребителей электрической энергии. Границы этой части системы начинаются на сборных шинах напряжением 6–10–20 кВ источников питания (электростанций и подстанций) и заканчиваются на вводе к потребителю.

Для крупных городов построение электрической сети напряжением 6–10–20 кВ выполняется по двухступенчатому принципу:

- от подстанций по радиальным линиям питаются распределительные пункты напряжением 6–10–20 кВ (РП), предназначенных для приёма электроэнергии и передачи её в распределительную сеть без трансформации и преобразования (зона Б на рис 6.1);

- от РП по разным вариантам схем питаются трансформаторные подстанции напряжением 6–10–20/0,4 кВ (зона В на рис 6.1).

В средних и небольших городах выполняют одноступенчатую электрическую сеть, когда ТП питаются непосредственно от ПС.

Трансформаторные подстанции питают непосредственно потребителей электрической сети напряжением 380 В (зоны Г и Д, рис. 6.1). В городских электрических сетях применяют трансформаторы со схемой соединений обмоток «звезда-звезда с нулём» и «треугольник-звезда с нулём», причём в

последнее время имеет тенденция к более широкому применению второй схемы.

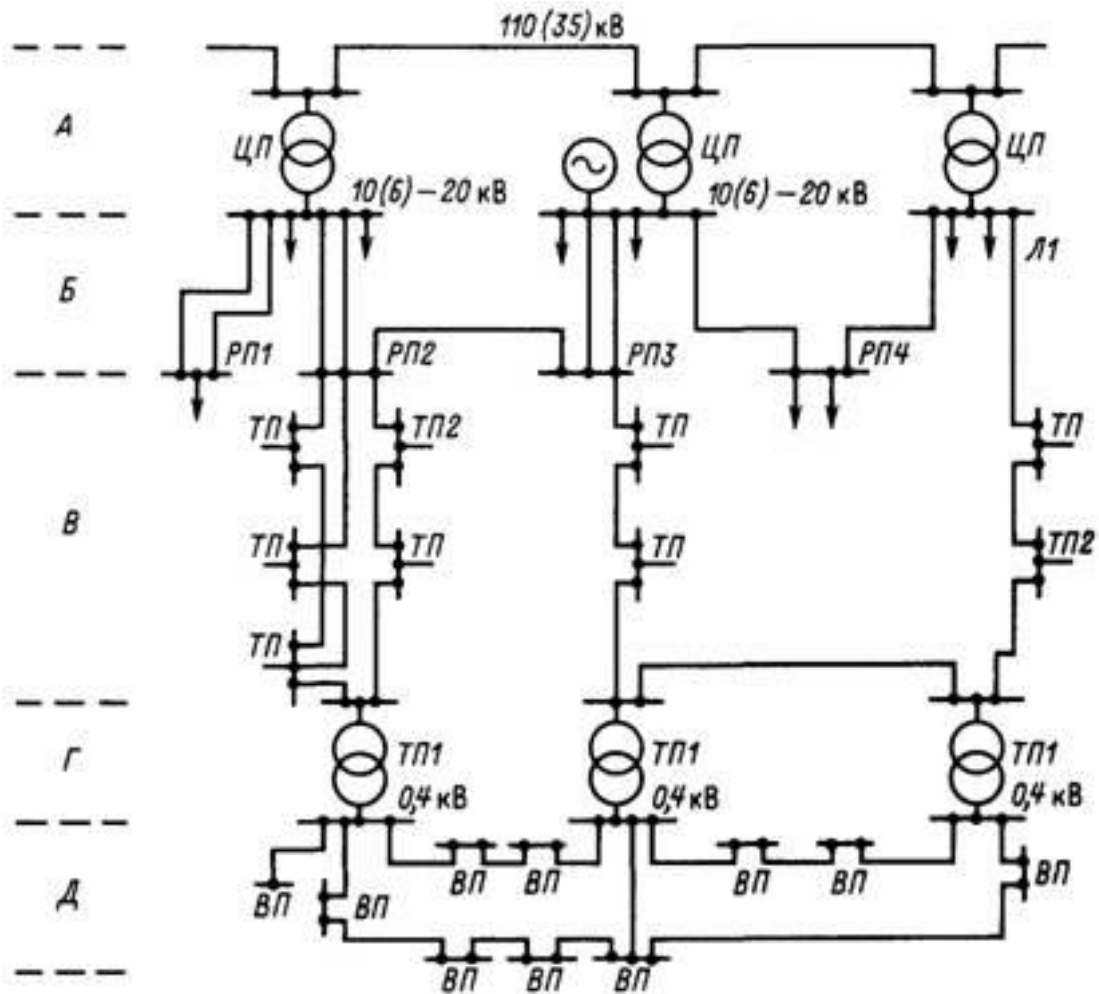


Рис. 6.1. Принципиальная схема электроснабжения города

Схемы электрических сетей должны выполняться с условием, чтобы секции сборных шин напряжением 6–10 кВ ИП не включались в нормальном и послеаварийном режимах на параллельную работу через указанную сеть.

Целесообразность сооружения РП напряжением 6–10 кВ должна обосновываться технико-экономическим расчетом. Нагрузка РП на расчетный срок должна составлять на шинах 10 кВ не менее 7 МВт, на шинах 6 кВ – не менее 4 МВт (см. также 4.4.3) [ИНСТРУКЦИЯ-94].

РП следует, как правило, выполнять с одиночной секционированной системой сборных шин с питанием по взаимно резервируемым линиям, подключенным к разным секциям ПС. На секционном выключателе должно предусматриваться устройство АВР (рис. 6.1). При этом каждая линия, питающая секцию сборных шин РП, располагается в отдельной траншее и состоит из двух запараллеленных кабелей.

Для электроснабжения потребителей 1-й, 2-й и 3-й категорий для повышения надёжности электроснабжения применяют схемы питания от разных ИП (ПС). Сборные шины РП разделены на две секции и связаны между собой в нормальном режиме отключенным секционным выключателем, для которого предусмотрено устройство АВР двухстороннего действия (рис. 6.2, а) [Цигельман]. На рис. 6.2, б показан вариант резервирования с использованием устройств АВР между разными РП, а на рис. 6.2, в – вариант резервирования линиям, питающим трансформаторные подстанции.

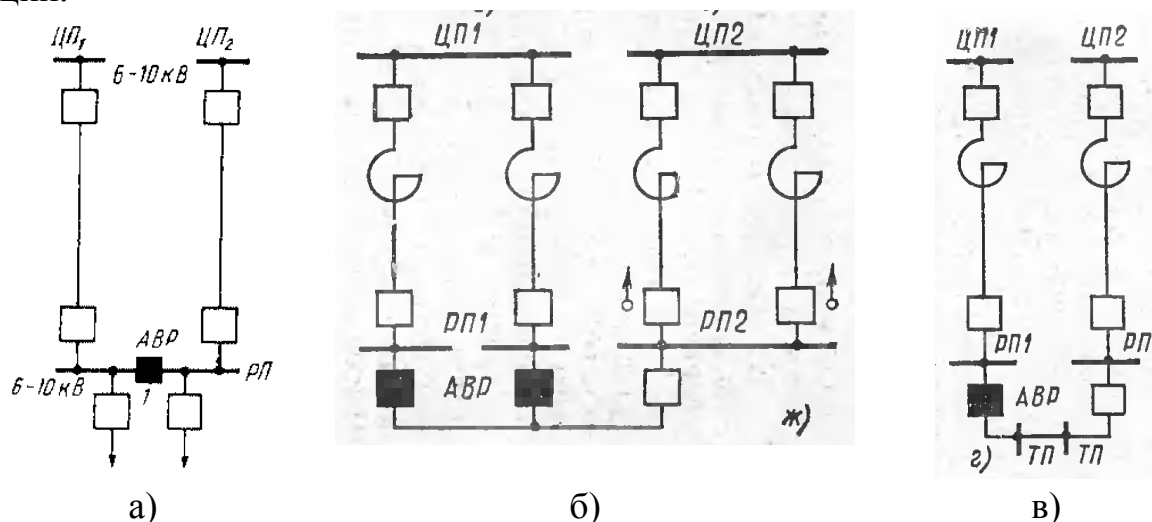


Рис. 6.2. Схемы резервирования питания РП

Схем построения линий напряжением 6–10 кВ довольно много. Выбор той или иной схемы зависит в основном от требуемого уровня надёжности электроснабжения, плотности электрических нагрузок, а также от территориального расположения потребителей относительно ПС или РП и относительно друг друга [Цигельман].

Наиболее простой и дешёвой является сеть, выполненная по радиальной или магистральной схеме (рис. 6.3). При радиальной схеме каждая ТП питается отдельной линией, а при магистральной – одна линия питает несколько ТП. Эти схемы, имея одностороннее питание, обеспечивают минимальную надёжность и могут применяться только для электроснабжения потребителей только 3-й категории.

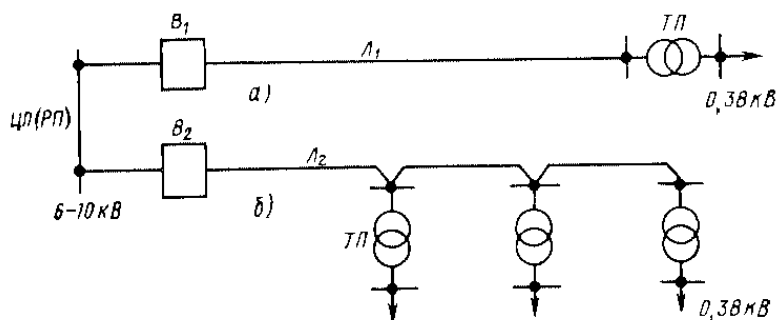


Рис. 6.3. Нерезервируемые линии напряжением 6–10 кВ

В 70–80-е годы прошлого столетия широкое распространение получили петлевые (однолучевые) схемы, состоящие из двух одиночных магистральных линий, питающихся от отдельных ИП и соединённых между собой разъединителем (рис. 6.4). К петлевой схеме, как правило, подключают однострансформаторные ТП [Инструкция-94] и они могут питать потребителей 2-й категории.

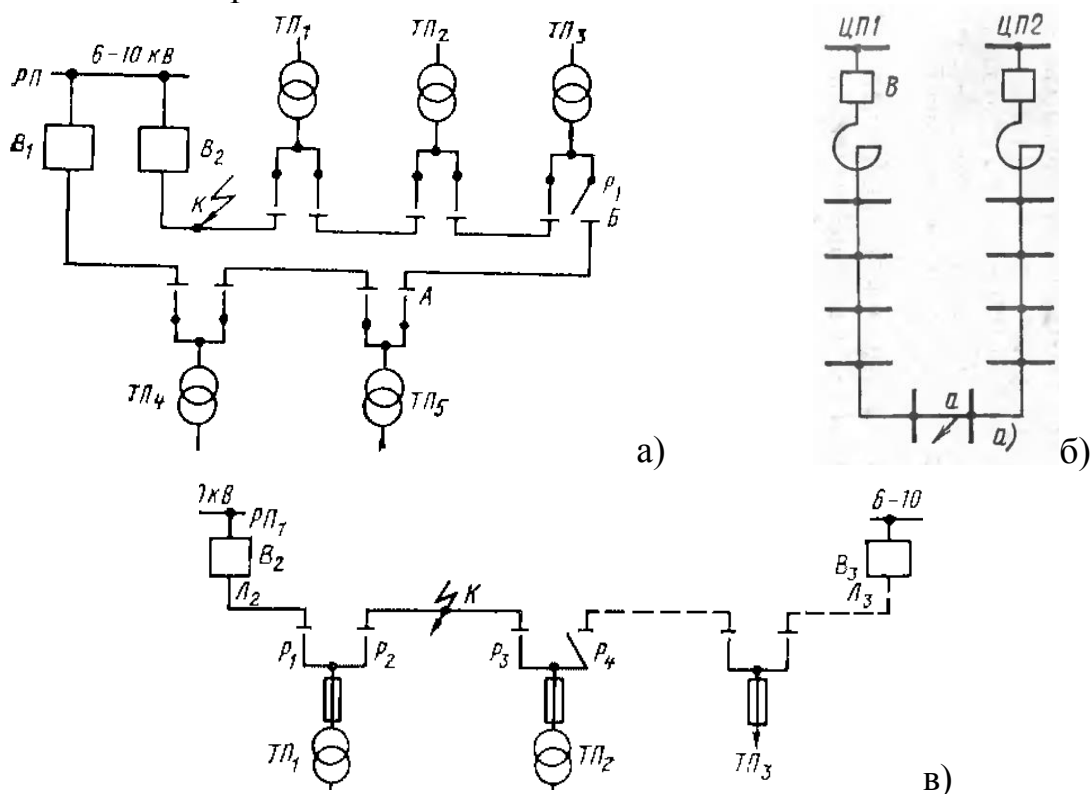


Рис. 6.4. Петлевые (однолучевые) схемы

В нормальном режиме работы разъединитель Р между магистральными линиями разомкнут (точка нормального разрыва) и они работают раздельно. При повреждении какого-либо участка линии его отключают смежными коммутационными аппаратами и включают разъединитель Р, подавая питание на отключившиеся неповреждённые участки линии. Опыт эксплуатации петлевых линий показал их низкую надёжность работы и постепенно они были замещены более надёжными схемами с использованием двухтрансформаторных ТП.

Для электроснабжения потребителей 1-й категории в больших городах (500 тыс. человек и более) применяют так называемую двухлучевую схему, которая предусматривает питание двухтрансформаторных ТП по двум кабельным линиям (лучам), подключенным к разным независимым источникам питания – к двум секциям сборных шин ПС или РП (рис. 6.5, а). Ещё более высокую надёжность имеет двухлучевая схема с двухсторонним питанием, подключенная к четырём независимым источникам питания – между двумя ПС или двумя РП или ПС и РП (рис. 6.5, б). Это позволяет

производить ремонт одного из трансформаторов ТП без прекращения питания потребителей, а также сокращает время ликвидации аварии. Требуемая надежность электроснабжения обеспечивается так же в результате использования АВР на стороне 0,4 кВ ТП – в случае отключения одной из линий или одного трансформатора питание всей нагрузки потребителя осуществляется от оставшихся в работе линии и трансформатора.

Для повышения надёжности электроснабжения потребителей, а также оперативной гибкости магистральные, петлевые, двухлучевые схемы имеют между собой поперечные связи – рис. 6.5, в.

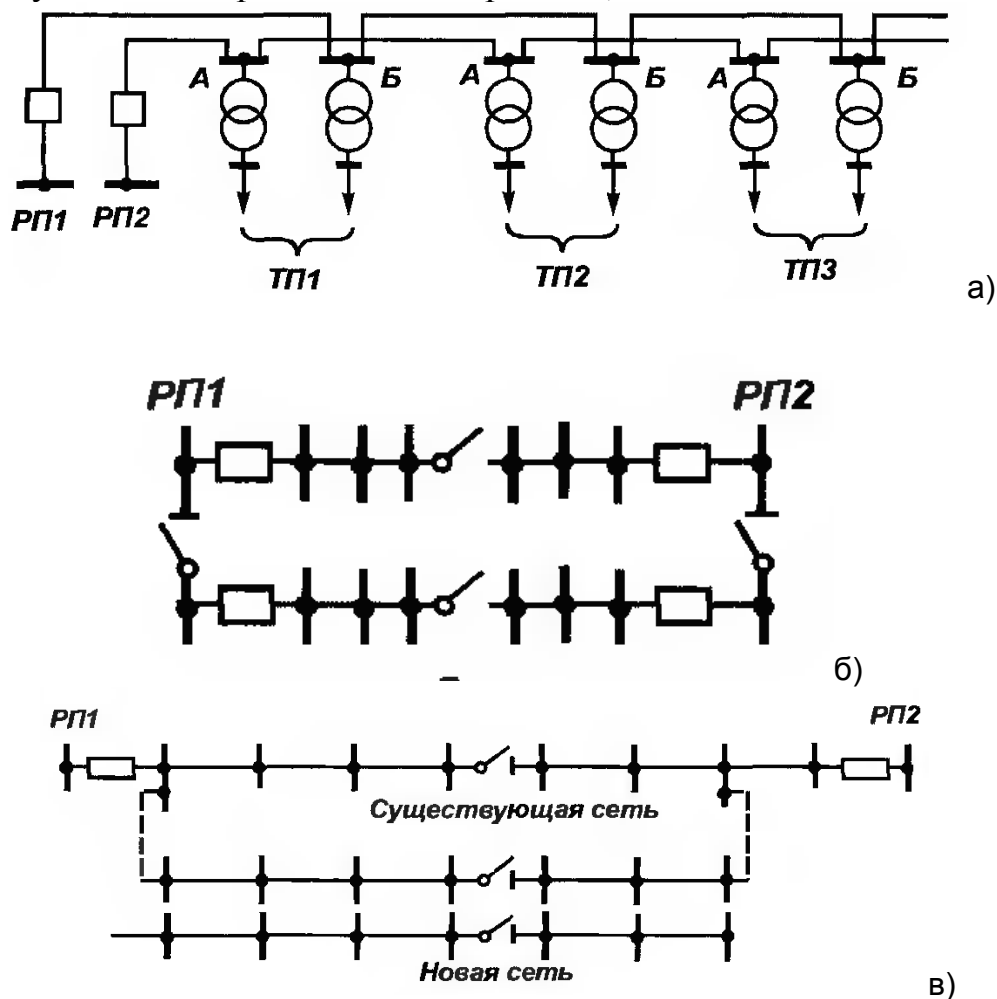


Рис. 6.5. Двухлучевые схемы электроснабжения

На рис. 6.6 приведён вариант схемы двухтрансформаторной подстанции, которая может питаться от двухлучевой схемы. К распределительно-му устройству 10 кВ ТП подходят четыре кабеля – два подходящих и два отходящих. Кабели подключаются к сборным шинам с помощью выключателей нагрузки. Если в ТП предусматривается нормальный разрыв, то два выключателя нагрузки заменяют на вакуумные выключатели (например, на подходящих или отходящих кабелях в зависимости от условий формирования электрической сети). В качестве секционных аппаратов в

РУ-10 кВ применяют два разъединителя (из условия возможности обеспечения проведения ремонта одной секции сборных шин при работе другой).

$2 \times \text{АПВП}-(3 \times 240) L=130 \text{ м}$

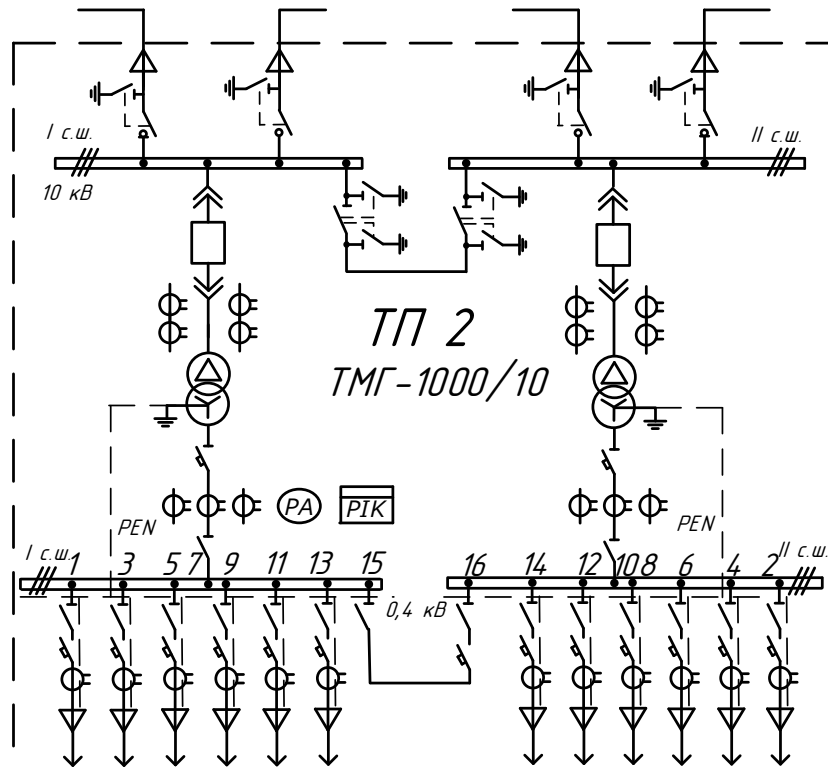


Рис. 6.6. Схема трансформаторной подстанции, подключаемой к двухлучевой схеме

Трансформаторы ТП подключают к сборным шинам РУ-10 кВ с помощью вакуумных выключателей, что позволяет организовать полноценную релейную защиту ТП на стороне высшего напряжения.

Высокие требования по надёжности предъявляются к схемам электроснабжения, питающих крупные спортивные арены, торговые комплексы, больницы и пр. В качестве примера рассмотрим электроснабжение Ледовой арены «Трактор».

Ледовая арена «Трактор» относится к 1-й категории надёжности электроснабжения – это потребители электроэнергии, требующие обеспечения как качественного электроснабжения ЛД, так и при возникновении чрезвычайных ситуаций безопасной эвакуации зрителей (оборудование пожарной сигнализации и пожарные насосы; аварийная противодымная вентиляция; аварийное и эвакуационное освещение и т. п.). Поэтому к защите подобных электрических сетей предъявляются особые требования (рис. 6.7).

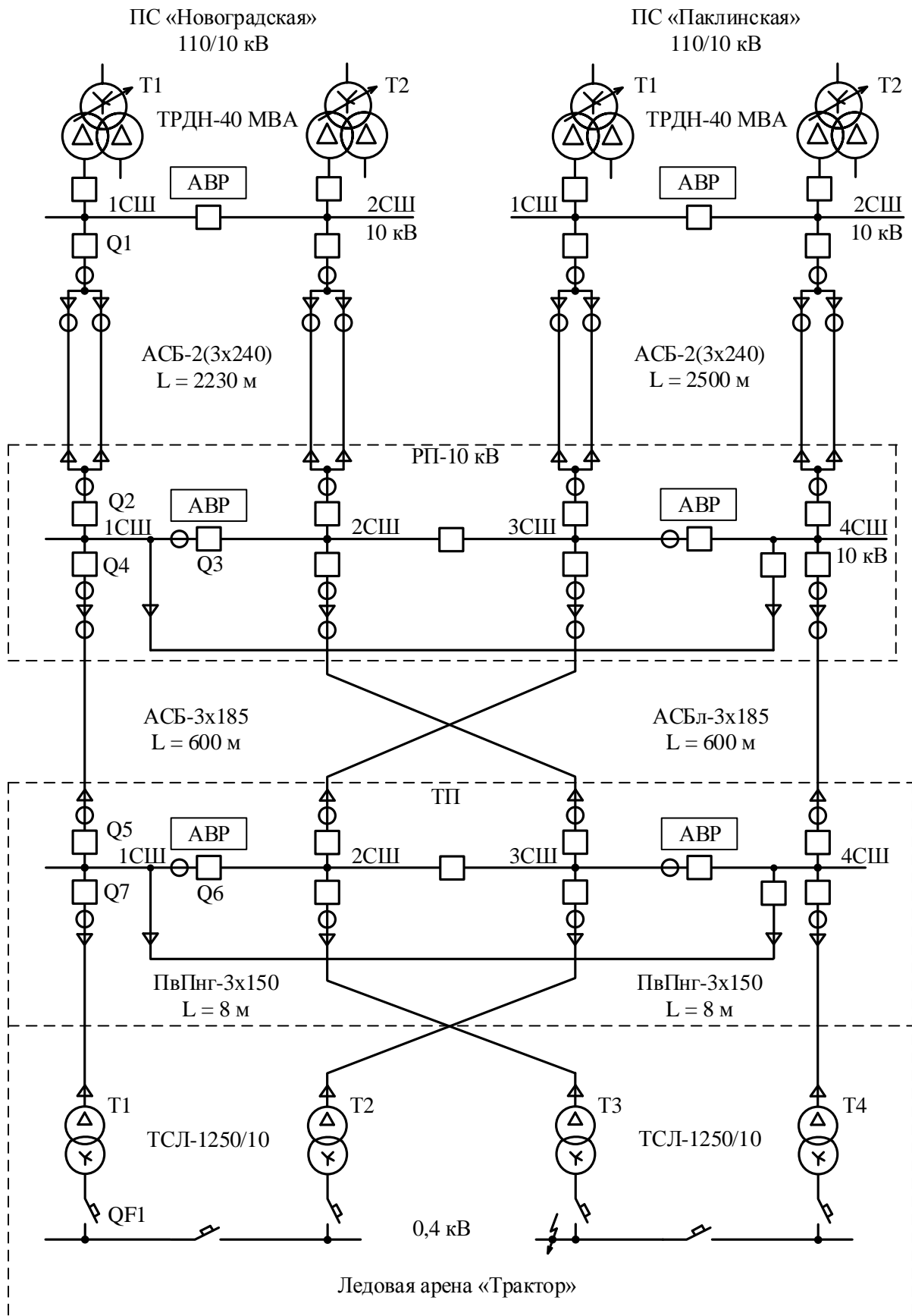


Рис. 6.7. Схема электроснабжения ледовой арены «Трактор»

Для обеспечения требуемой надежности электроснабжение осуществляется от четырех независимых источников питания, а именно, от двух ПС «Новоградская» и «Паклинская», от которых по четырем кабельным линиям подаётся напряжение сначала на четыре секции сборных шин РП–10 кВ, а затем – на четырёхтрансформаторную трансформаторную подстанцию ТП. Для резервирования схемы предусмотрены автоматический ввод резерва (АВР) на ПС «Новоградская» и «Паклинская», на РП–10 кВ и в ТП. Таким образом, сформирована кольцевая схема, при которой потеря даже трех трансформаторов на двух двухтрансформаторных подстанциях не повлечет за собой перебой в электроснабжении Ледовой арены «Трактор». Следует отметить, что для обеспечения аварийного электроснабжения ледовой арены дополнительно предусмотрены два дизель-генератора мощностью по 500 кВт·А, подключаемые к сборным шинам низшего напряжения ТП.

6.2. Сельские электрические сети

Распределение электроэнергии между населенными пунктами в сельской местности осуществляется преимущественно по воздушным трехпроводным линиям. Для распределительных линий обычно используют напряжение 10 кВ, реже 6 кВ.

Анализ различных принципов построения электрических сетей, используемых в системах электроснабжения городов, промышленных предприятий, не только в нашей стране, но и за рубежом показал, что ряд широко распространенных электрических схем без внесения в них существенных изменений, учитывающих специфику сельскохозяйственных потребителей, неприемлем для электроснабжения сельских потребителей.

Электрические сети сельскохозяйственного назначения и посёлков городского типа получают электроэнергию от источников питания (ИП), главным образом от подстанций напряжением 35–110–220 кВ энергосистем и состоят из трансформаторных подстанций (ТП), распределительных пунктов (РП), распределительно трансформаторных пунктов (РТП), пунктов секционирования (СП) и воздушных трёхпроводных линий электропередачи напряжением 6–10 кВ (ВЛ).

В зависимости от построения сельские электрические сети (принятая терминология [НТПС-88, Будзко, Макаров-2005]) разделяют на распределительные и питающие.

Распределительной называют электрическую сеть (рис. 6.8, а), подводящую электроэнергию от источника питания ИП (ПС или РП) непосредственно к потребительским ТП.

Питающей называют электрическую сеть (рис. 6.8, б), подводящую электроэнергию от источников питания ИП (ПС) к распределительным пунктам РП или РТП. Они не имеют ответвлений на всем протяжении.

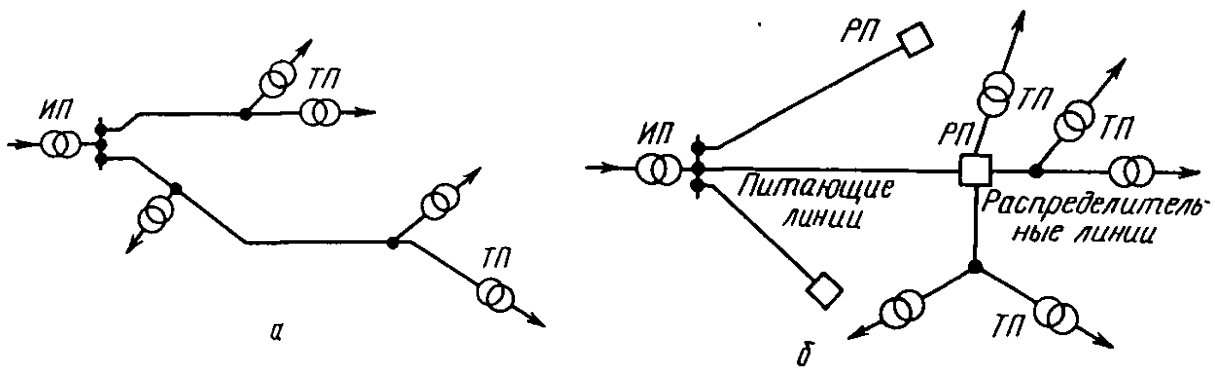


Рис. 6.8. Схемы электрических сетей:
а – распределительной; б – питающей

В построениях электрических сетей напряжением 6–10 кВ можно выделить типовые схемы, приведенные на рис. 6.9. Однако эти схемы в том виде, как они показаны на рисунке, встречаются крайне редко. Схемы реальных электрических сетей достаточно сложны и представляют собой комбинации типовых схем с большим числом ответвлений от воздушных линий. Сложность структур распределительных сетей объясняется их историческим развитием, а также сооружением в последние годы значительного числа новых сельскохозяйственных, промышленных и социальных объектов, что не всегда согласовывалось с требованиями технико-экономической целесообразности.

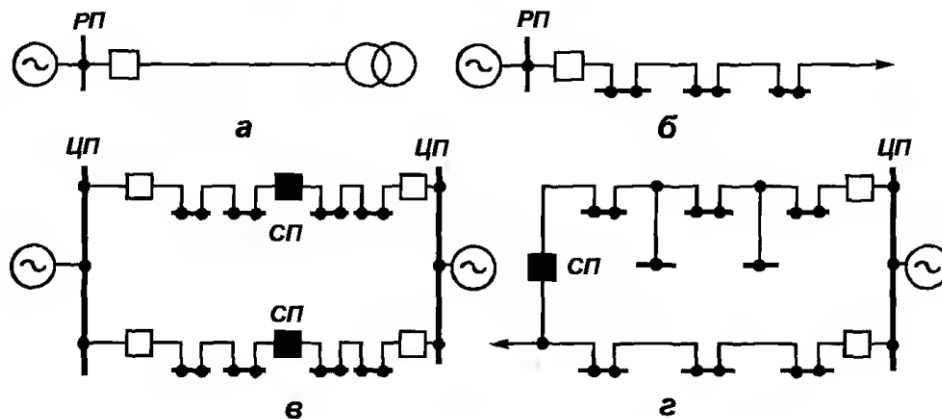


Рис. 6.9. Типовые схемы распределительных сетей напряжением 6–10 кВ: а – радиальная; б – магистральная; в – с двухсторонним питанием; г – петлевая

Наиболее простой и дешевой схемой электроснабжения является радиальная тупиковая (рис. 6.9, а). Она применяется для электроснабжения потребителей 3-й категории надёжности.

Наиболее эффективным для электрических сетей напряжением 10 кВ является магистральный принцип построения (рис. 6.9, б). Для построения магистральной ВЛ-10 кВ выделяется главное направление (магистраль) –

от шин одной подстанции. Дальнейшим развитием магистральных схем являются схемы с двухсторонним питанием, в этом случае между ВЛ устанавливаются секционирующие аппараты (рис. 6.9, в). Магистральные линии с двухсторонним питанием позволяют повысить надёжность электроснабжения до 1-й категории и являются эффективными для электроснабжения сельских потребителей.

Наиболее эффективен для электрических сетей напряжением 10 кВ, сооружаемых в средней полосе европейской части Российской Федерации, магистральный принцип построения.

Внедрение магистрального принципа построения сельских сетей требует увеличения капиталовложений на их строительство на 25–30%. Однако эти затраты быстро окупятся за счет повышения надежности электроснабжения сельских потребителей.

Для потребителей 2-й и 3-й категории может использоваться петлевая схема (рис. 6.9, г), когда две магистральные линии, отходящие от одного источника питания, в конце соединяются секционирующим аппаратом – в зависимости от категории надёжности электроснабжения разъединителем или выключателем. При повреждении любой из линий электроснабжение восстанавливают ручным отключением поврежденной линии и включением резервной линии.

В петлевой схеме предусматриваются места нормального разрыва (деления) сети, в которых коммутационные аппараты (разъединители и выключатели) нормально отключены. Они включаются при необходимости подачи электроэнергии от резервной линии в случае повреждения основной линии или ее отключения для ремонта. Вместе с тем недостатком петлевой схемы с несколькими последовательно установленными выключателями, является необходимость оснащения выключателей дистанционными или направленными защитами, или специальными комплектами автоматики, достаточно сложными в наладке и требующими квалифицированного обслуживания.

Повышение надёжности электроснабжения сельских электрических сетей может быть получено резервированием с помощью автономных источников питания – дизельных, бензиновых или газотурбинных электростанций, устанавливаемых у потребителей. Перевод питания на резервный источник может осуществляться вручную или автоматически с помощью устройств АВР.

На рис. 6.10, а показана принципиальная схема небольшой электрической системы, состоящей из трех районных электрических станций. Напряжение генератора электростанций составляет 10 кВ (может быть до 24 кВ). Его повышают на наиболее удаленной станции до 220 кВ, а на ближе расположенной – до 110 кВ и затем передают энергию в общее кольцо напряжением 110 кВ. При этом в конце линии от удаленной станции сооружена подстанция на 220/110 кВ. Кроме того, система обычно

имеет линии связи с другими системами (на рисунке не показаны). От общего кольца 110 кВ через понижающие подстанции 110/35 кВ питаются линии напряжением 35 кВ. Одна из таких линий показана на рисунке сверху. Эти линии подают энергию более мелким подстанциям на напряжение 35/10 кВ. От подстанций расходятся распределительные сети напряжением 10 кВ с понижающими трансформаторными пунктами. На трансформаторных подстанциях напряжение понижают с 10 кВ до 380 В.

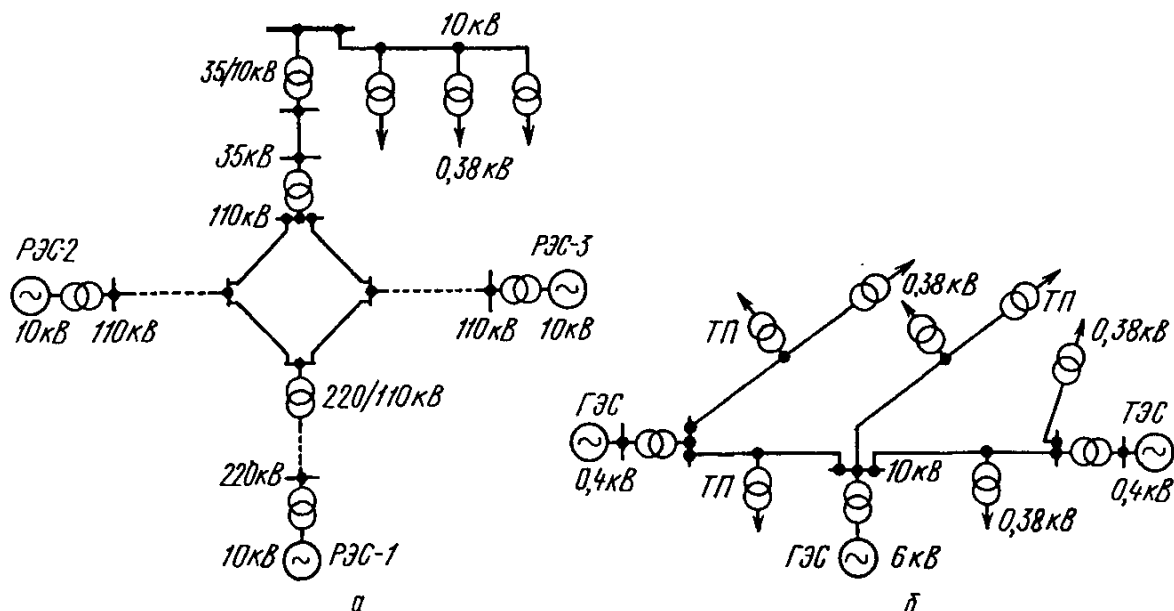


Рис. 6.10. Схемы небольших электрических систем:
а – небольшой; б – сельской

Таким образом, электрическая энергия, прежде чем она достигнет потребителя, несколько раз трансформируется, что вызывает необходимость сооружения большого числа трансформаторных подстанций. Соединенные системы образуют системы отдельных зон страны, а затем и Единую энергетическую систему России.

На рис. 6.10, б изображена схема сельской электрической системы. Она состоит из двух гидравлических (ГЭС) и тепловой (ТЭС) электростанций, работающих на общую сеть напряжением 10 кВ. На малых станциях обычно устанавливают генераторы низкого напряжения (400 В), а на более крупных – генераторы высокого напряжения 6–10 кВ. И в том и в другом случае электрические станции соединяют сетью через повышающие трансформаторные подстанции. Потребители получают электрическую энергию либо непосредственно от шин электростанций, либо от линии, связывающей отдельные станции. Сельские системы соединяют с мощными электрическими системами.

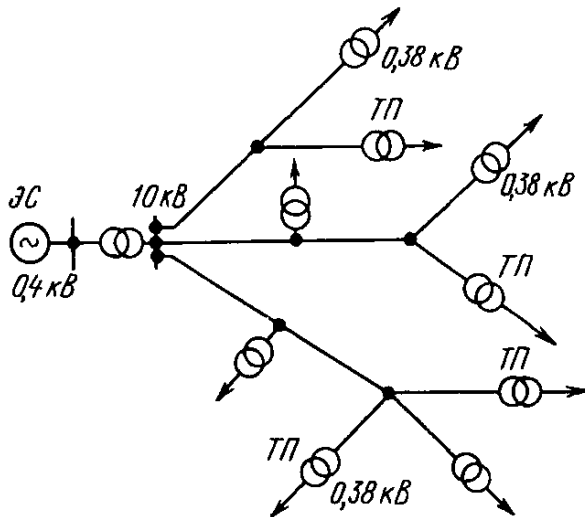


Рис. 6.11. Схема сельской сети, питающейся от одной электростанции

В некоторых удаленных сельских районах еще есть одиночные сельские электростанции (рис. 6.11), не связанные с другими. На таких станциях обычно устанавливают генераторы на напряжение 400 В, которое повышают до 10 кВ. При этом электроэнергию распределяют по всему району.

Значения напряжения – важный параметр, характеризующий любой элемент электрической установки, в том числе и электрическую сеть. Номинальное напряжение сети принимают равным номинальному напряжению приемников электроэнергии.

В действительности же напряжение сети в ее различных точках неодинаково в каждый данный момент времени. В начале линии напряжение обычно выше номинального, а в конце линии – ниже его. На рис. 6.12 показана линия с распределенной нагрузкой. В данном примере напряжение в начале сети на 5 % выше номинального, в конце – на 5 % ниже номинального.

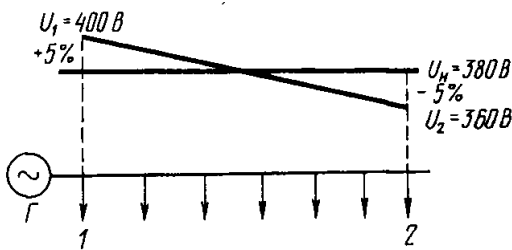


Рис. 6.12. Номинальные и действительные напряжения в разных точках ВЛ-380 В

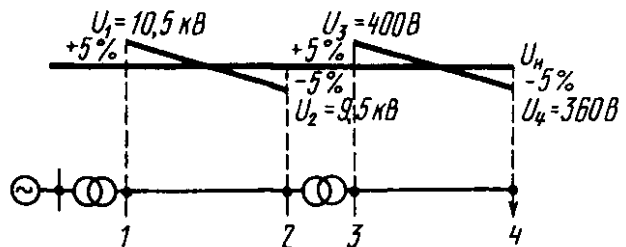


Рис. 6.13. Схема электрической сети с повышающими и понижающими трансформаторами

Номинальное напряжение генераторов принимают на 5 % выше номинального напряжения сети. Это следует из предыдущих рассуждений, т. к. только при таком условии можно повысить напряжение электрической сети в ее начале.

Номинальное напряжение первичных обмоток трансформаторов должно равняться напряжению сети, потому что они являются приемниками электроэнергии. Номинальное напряжение вторичных обмоток трансформаторов на 5 % должно превышать номинальное напряжение сети, т. к. они

играют роль генераторов (источников питания) для последующих участков сети.

Наиболее перспективным способом повышения надежности работы ВЛ напряжением 6–10 кВ, а также и ВЛ-380 В следует считать замену изолированных проводов линий на изолированные.

Имеется тенденция схема питания «один трансформатор – один дом».

6.3. Секционирование воздушных линий

Сельские воздушные линии электропередачи напряжением 6–10 кВ сетевых компаний построены по радиальному принципу древовидной конфигурации (рис. 6.14). Сечения проводов ступенчато уменьшаются от головных участков к концу линии, имеет место большое число резервных связей, выполненных на ручных разъединителях. Защитные аппараты (маломалярные выключатели с электромеханическими терминалами РЗА) устанавливаются в центрах питания (подстанциях 110/35/6–10 кВ). Средняя протяженность линий по магистрали составляет 16 км, протяженность ответвлений – 5–6 км. Имеет место значительная неоднородность плотности нагрузки [**Воротницкий, Реклозер**].

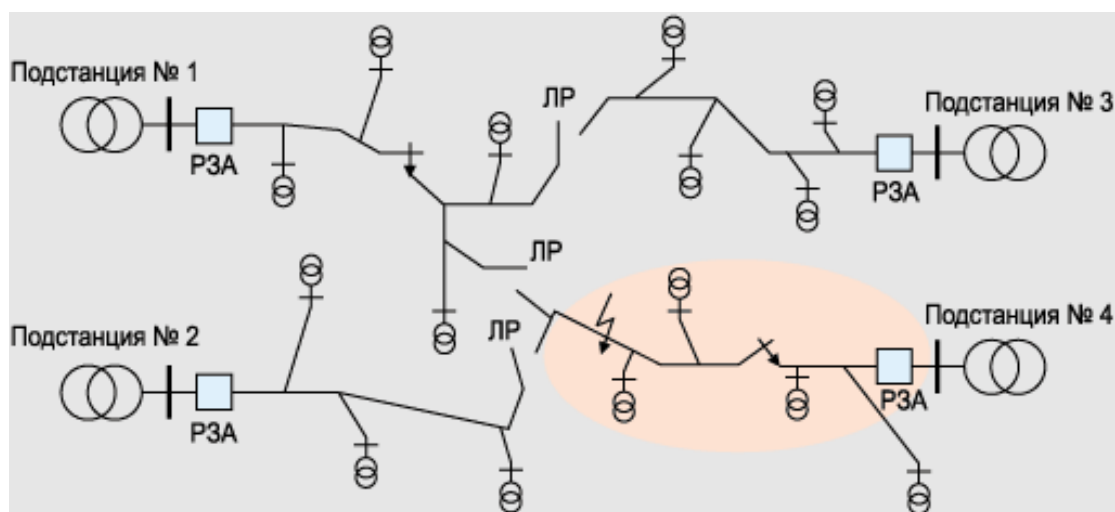


Рис. 6.14. Схема построения распределительных сетей сетевых компаний:
РЗА – защита на электромеханических реле; ЛР – ручной линейный разъединитель

На сегодняшний день около 40% линий выработали нормативный ресурс и более 80% нуждаются в техническом перевооружении. По данным различных источников, длительность отключений потребителей составляет порядка 70 ч в год на один фидер, что на два порядка выше, чем в технически развитых западных странах. Среднее число повреждений, вызывающих отключения ВЛ напряжением 6–10 кВ, составляет около 25 на 100 км линий в год.

Наиболее эффективным способом повышения надежности электроснабжения в воздушных электрических сетях среднего напряжения является секционирование линии коммутационными аппаратами (разъединителями, управляемыми разъединителями, пунктами секционирования). В существующих схемах построения распределительных сетей, рассмотренных выше, используется ручной подход к управлению аварийными режимами.

Исследования специалистов, как в России, так и за рубежом, свидетельствуют о том, что одним из наиболее эффективных способов повышения надежности электроснабжения в воздушных распределительных сетях является реализация автоматического подхода к управлению аварийными режимами (рис. 6.15), при котором обеспечивается полная независимость работы пунктов секционирования от внешнего управления. Этот подход также получил название децентрализованного. Каждый отдельный аппарат, являясь интеллектуальным устройством, анализирует режимы работы электрической сети и автоматически производит ее реконфигурацию в аварийных режимах, т. е. локализацию места повреждения и восстановление электроснабжения потребителей неповрежденных участков сети.

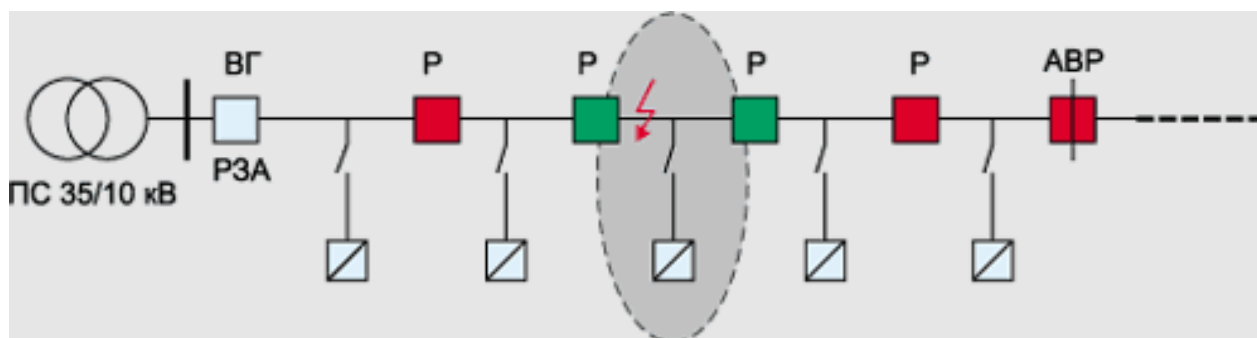


Рис. 6.15. Децентрализованное управление аварийным режимом работы сети: Р – реклоузеры; АВР – реклоузер в качестве автоматического ввода резервного питания

Реклоузер – это пункт автоматического секционирования воздушных распределительных сетей столбового исполнения (рис. 6.16). Реклоузер включает в себя следующие компоненты (составляющие):

- вакуумный выключатель;
- систему первичных преобразователей тока и напряжения;
- автономную систему оперативного питания;
- микропроцессорную систему релейной защиты и автоматики;
- систему портов для подключения устройств телемеханики;
- комплекс программного обеспечения.

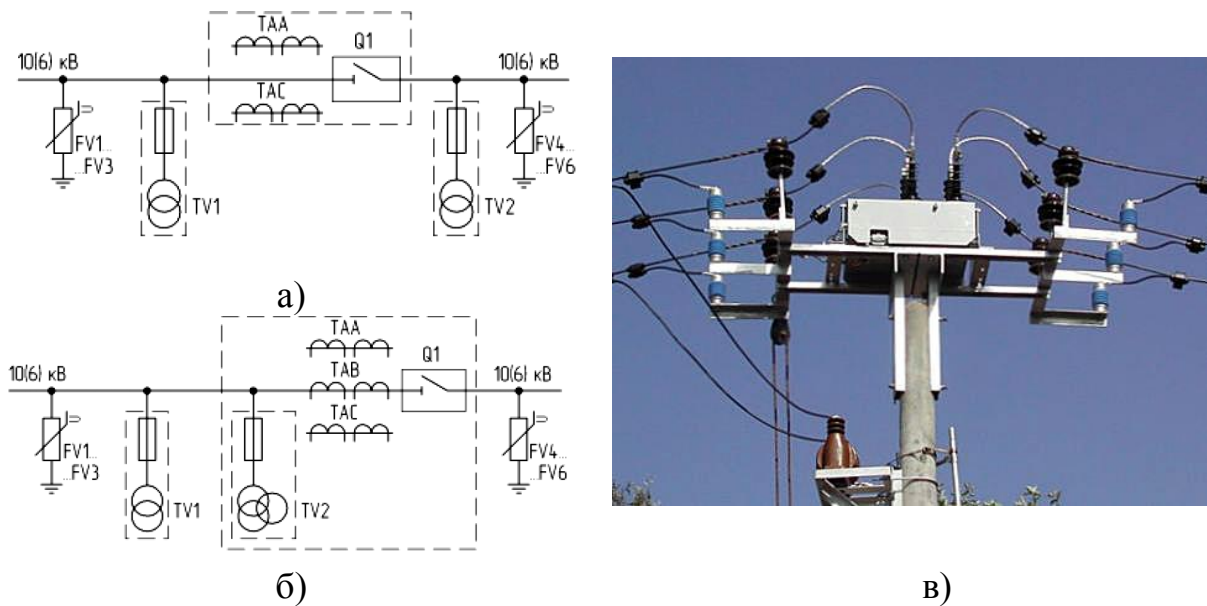


Рис. 6.16. Реклоузер: а – схема с двухсторонним питанием; б – схема с учётом электрической энергии; в – вариант исполнения

Назначение и функции реклоузера:

- определение возникновения повреждения – микропроцессорная релейная защита, действие которой направлено на выявление конкретного повреждения и выдачу управляющего сигнала на коммутационную аппаратуру;
- выделение повреждения – коммутационные аппараты, призванные разделять (секционировать) линию на отдельные участки, с целью выделения поврежденного элемента схемы;
- восстановление питания – устройства, призванные в кратчайшие сроки восстановить питание на неповрежденных участках, это автоматика повторного включения (многократные АПВ), автоматика включения резервного питания (АВР);
- обнаружение повреждения – устройства фиксации информации о месте повреждения и устройства телемеханики, необходимые для передачи информации об изменении положения коммутационного аппарата в сети на питающую подстанцию или напрямую диспетчеру района;
- обработка информации и принятие решений по управлению послеаварийным режимом, роль которых на сегодняшний день играют диспетчера районов.

В действительности, реклоузеры под именем пункт секционирования воздушных линий существовали с начала 60-х годов прошлого века. Тогда они использовались почти исключительно энергоснабжающими организациями для обеспечения надежного электроснабжения предприятий и населенных пунктов, подключенных к энергоснабжению воздушными линиями.

Само понятие «реклоузер» возникло в США. Стандарт IEEE 37.100-1992 дает следующее определение: «Реклоузер – это автономное устройство, использующееся для автоматического отключения и повторного включения цепи переменного тока по предварительно заданной последовательности циклов отключения и повторного включения с последующим возвратом в исходное состояние, сохранением включенного положения или блокировкой в отключенном положении. Реклоузер включает в себя комплекс элементов управления, необходимых для обнаружения токов короткого замыкания и управления реклоузером».

Секционирование радиальной линии с односторонним питанием. В данном случае (рис. 6.17) реклоузеры устанавливаются на магистральном участке. Сетевой резерв отсутствует. При возникновении повреждения отключается ближайший к месту повреждения реклоузер и отключает нижестоящий участок сети. Схема эффективна в условиях значительной протяженности магистрали и невозможности обеспечить резервное питание. Такая расстановка реклоузеров позволяет значительно повысить надежность электроснабжения потребителей, ближайших к центру питания.

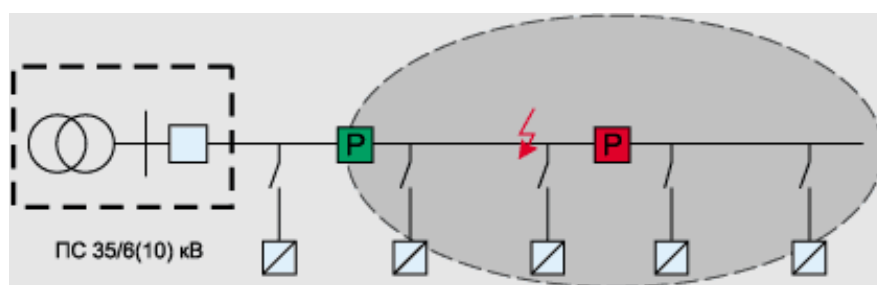


Рис. 6.17. Алгоритм секционирования радиальной линии с односторонним питанием

Секционирование радиальной линии с двухсторонним питанием. Дополнительно к реклоузерам на магистрали устанавливается реклоузер в качестве пункта АВР (рис. 6.18). При этом в случае возникновения повреждения на любом участке сети оно будет автоматически локализовано между двумя ближайшими аппаратами, а потребители неповрежденных участков сохранят свое питание. Схема эффективна для обеспечения высокой степени надежности электроснабжения потребителей целого фидера. В данном случае в реклоузерах используются направленные защиты, также производится контроль напряжения на пункте АВР.

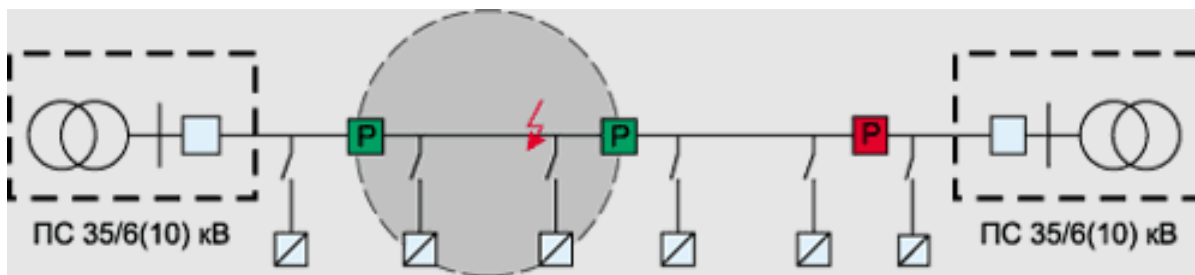


Рис. 6.18. Алгоритм секционирования радиальной линии с двусторонним питанием

В распределительных сетях сетевых компаний наиболее целесообразны алгоритмы секционирования радиальной сети с односторонним и двухсторонним питанием. В большинстве случаев для автоматизации линии можно ограничиться 3–5 аппаратами. При проектировании могут использоваться классические подходы к выбору уставок РЗА. При двухстороннем питании необходимо использовать направленные защиты реклоузера с разными уставками в зависимости от направления потока мощности. Малая степень селективности реклоузеров (0,1–0,2 с) позволяет в большинстве случаев использовать традиционный ступенчатый принцип согласования защит по времени. В сложных случаях, например, при малой выдержке времени защиты на головном участке, для селективной работы реклоузеров могут быть использованы специальные алгоритмы работы защит и автоматики (координация зон, АПВ разной кратности).

Основным эффектом от применения реклоузеров в данном случае является снижение недоотпуска электрической энергии потребителям и, как следствие, снижение возможного искового требования потребителей за невыполнение обязательств сетевой компании. Кроме этого, способность с применением реклоузеров обеспечить согласованный с потребителем уровень надежности электроснабжения в перспективе дает сетевой компании возможность получения дополнительной прибыли за счет повышения тарифа на электрическую энергию. Значительное сокращение времени поиска и локализации повреждения, а также выделение участка меньшей длины позволяет оптимизировать работу оперативного персонала.

6.4. Сельские трансформаторные подстанции

Различают следующие типы трансформаторных подстанций напряжением 6-10/0,4 кВ по их положению в сети высшего напряжения (рис. 6.19): тупиковые (концевые); ответвительные (присоединенные на ответвлениях); проходные; узловые. В системе сельского электроснабжения в основном используют: тупиковые, которые присоединяют к концу линии; ответвительные – к одной или двум проходящим линиям соответственно одним

или двумя глухими ответвлениями; проходные, включаемые в рассечку линии, т. е. присоединяемые путем захода одной или двух линий с одной или двухсторонним питанием.

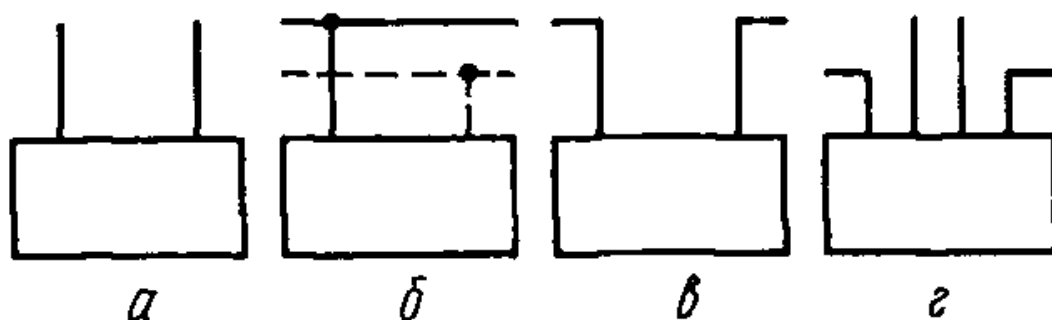


Рис. 6.19. Типы подстанций: а – тупиковая; б – ответвительная; в – проходная; г – узловая

Узловые подстанции (узлом называют точку сети, в которой сходится не менее трех линий) получают питание по двум и более линиям. К сборным шинам высшего напряжения линий присоединена еще одна или несколько линий, питающих подстанции того же напряжения. В системе сельского электроснабжения такие подстанции применяют редко. Ответвительные и проходные подстанции иногда называют промежуточными. Проходные и узловые, через шины которых происходят перетоки (транзит) мощности, называют также транзитными.

Часть подстанции, предназначенной непосредственно для приема и распределения электроэнергии и содержащей коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, устройства защиты, автоматики и измерительные приборы, а также другую вспомогательную аппаратуру, называют распределительным устройством (РУ). Если все или основное оборудование РУ расположено на открытом воздухе, то его называют открытым (ОРУ), а при расположении оборудования в здании – закрытым распределительным устройством (ЗРУ). Для электроснабжения сельского хозяйства широко используют комплектные трансформаторные подстанции (КТП) и комплектные распределительные устройства (КРУ), особенно для наружной установки (КРУН), поставляемые в собранном на заводе или полностью подготовленном для сборки виде. КРУ состоят обычно из закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики. Благодаря КТП и КРУ сокращаются объемы и сроки проектирования и строительно-монтажных работ, экономятся трудовые ресурсы, увеличивается надежность работы и безопасность обслуживания. Используют также столбовые (мачтовые) трансформаторные подстанции на напряжение 6–10/0,38 кВ – открытые ТП, все оборудование которых установлено на конструкциях или на опорах ВЛ на высоте, не требующей ограждения подстанции.

Для сельских трансформаторных подстанций стремятся использовать простейшие схемы. Основные схемы первичных соединений РУ напряжением 10 кВ КТП приведены на рис. 6.20 (в некоторых схемах не показаны дополнительные разъединители, которые устанавливают на концевых опорах для присоединения КТП к линиям). КТП тупикового типа с одним трансформатором (рис. 6.20, а) применяют для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, разъединитель устанавливают на концевой опоре линии напряжением 10 кВ, а предохранители напряжением 10 кВ – в КТП. Вместо разъединителя в цепи трансформатора при соответствующем обосновании может быть использован выключатель нагрузки. Для защиты трансформатора от грозовых перенапряжений перед ним устанавливают вентильные разрядники типа РВО-10 кВ.

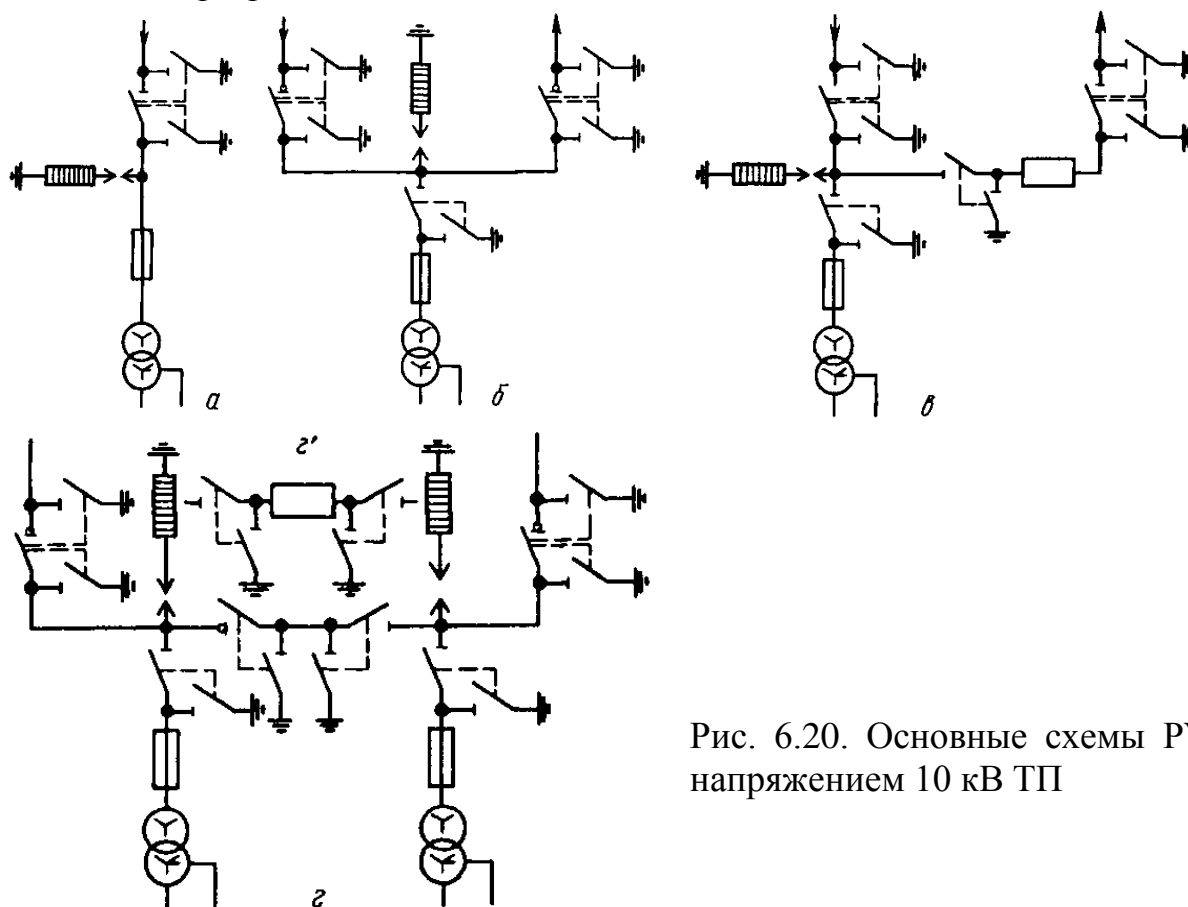


Рис. 6.20. Основные схемы РУ напряжением 10 кВ ТП

Схема на рисунке 6.20, б также с одним трансформатором и шинами с выключателями нагрузки предназначена для сетей напряжением 10 кВ не только с односторонним, но и с двухсторонним питанием, когда по условиям надежности допускаются ручные послеаварийные переключения. Трансформатор присоединяют к шинам через разъединитель и предохранители. При включенных выключателях нагрузки может осуществляться питание от одного источника с транзитом мощности через шины подстан-

ции. В этой схеме допускается один из выключателей нагрузки заменить на разъединитель с выполнением соответствующих блокировок.

На рисунке 6.20, в однострансформаторная подстанция совмещена с пунктом автоматического секционирования или пунктом АВР линии напряжением 10 кВ. Схему применяют в сетях напряжением 10 кВ с одно- и двухсторонним питанием, в которых по условиям надежности электро-снабжения требуется автоматическое и ручное секционирование линий напряжением 10 кВ.

На рисунке 6.20, г показана схема с двумя трансформаторами и шинами напряжением 10 кВ, секционированными выключателем нагрузки и разъединителем. Ее применяют в основном в сетях напряжением 10 кВ с двухсторонним питанием, где допускается ручное секционирование линий напряжением 10 кВ. Основной режим работы подстанции – питание каждого трансформатора от независимого источника по линии напряжением 10 кВ (секционный выключатель нагрузки отключен). При включенном секционном выключателе нагрузки можно осуществить питание от одного источника с транзитом мощности через шины ТП. Вместо секционного выключателя нагрузки может быть установлен масляный или вакуумный выключатель. На такой схеме (схема мостика с одним выключателем) двухтрансформаторная подстанция совмещена с пунктом автоматического секционирования или пунктом АВР линии напряжением 10 кВ.

Первичную и вторичную обмотку применяемых силовых трансформаторов соединяют по схеме «звезда-звезда с нулём» с выведенной нулевой точкой. В последнее время всё шире для питания крупных начинают применять схему соединения обмоток «треугольник-звезда с нулём».

Наибольшее число подстанций тупикового типа применяют с применением КТП. Схема КТП с трансформаторами мощностью 25–250 кВ·А приведена на рис. 6.21. Она выполнена в виде блока и состоит из вводного устройства высшего напряжения (10 кВ) и РУ (0,4 кВ), которые закрываются одностворчатymi, снабженными замками дверьми, и силового трансформатора.

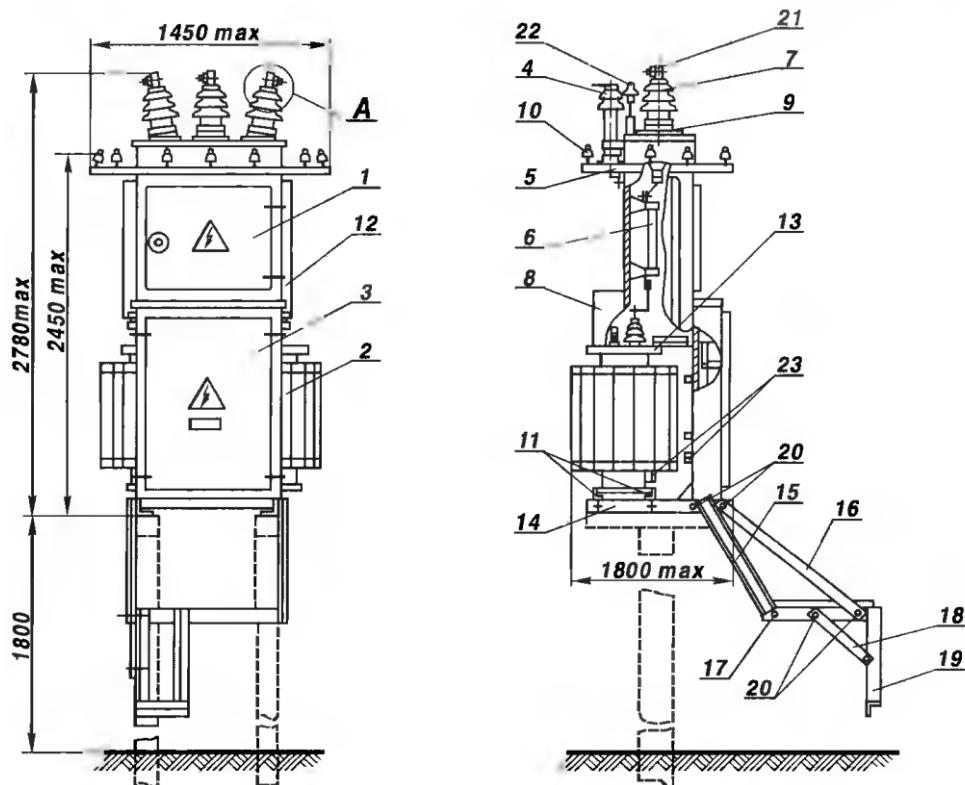


Рис. 6.21. Схема КТП напряжением 10/0,38 кВ мощностью 25–250 кВ·А:
 1 – шкаф высоковольтного ввода 10 кВ; 2 – трансформатор;
 3 – РУ напряжением 0,4 кВ; 4 – вентильный разрядник; 5 – траверса для
 подхода ВЛ-380 В; 6 – плавкий предохранитель 6–10 кВ; 7 – проходной
 изолятор 10 кВ; 15 – лестница с площадкой;

Мачтовые подстанции с трансформаторами мощностью 25–100 кВ·А монтируют на П-образной опоре, а мощностью 160–250 кВ·А – на АП-образной опоре. Подстанции в большинстве случаев выполняют тупиковыми. На рисунке 6.22, а показана мачтовая ТП напряжением 10/0,4 кВ. Все оборудование размещено на П-образной опоре. Трансформатор 3 установлен на огражденной площадке 4 на высоте 3–3,5 м. Напряжение к трансформатору подается через линейный разъединительный пункт, который включает в себя разъединитель с приводом, установленным на концевой опоре (рис. 6.22, б).

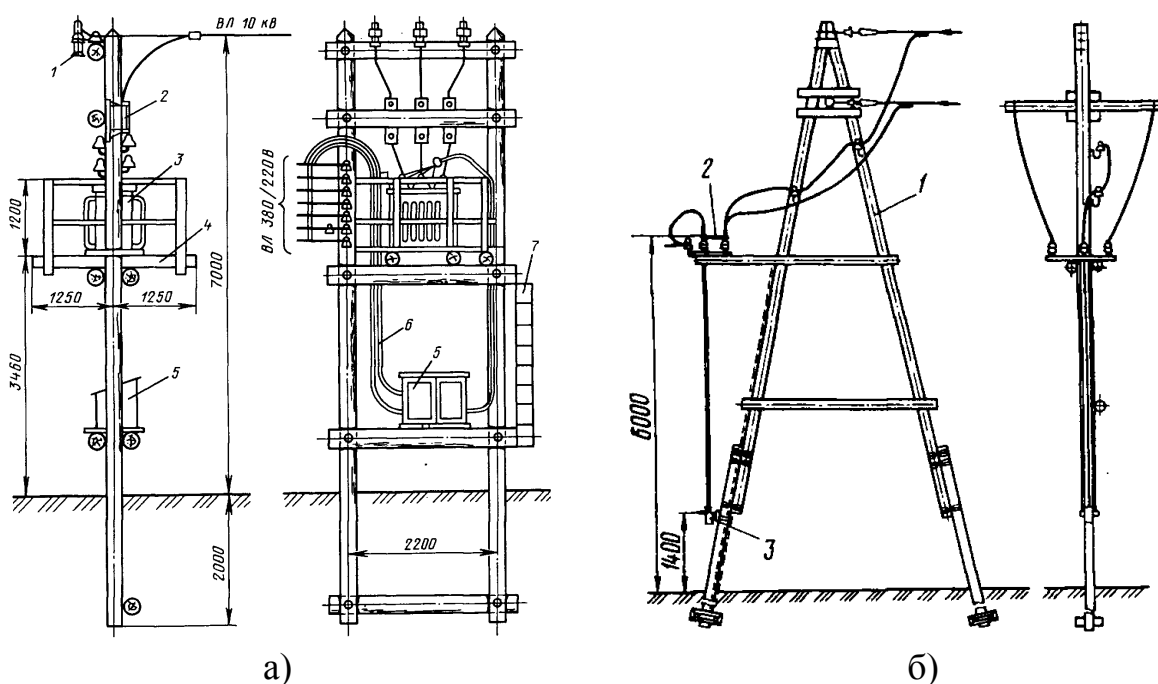


Рис. 6.22, а – схема мачтовой ТП напряжением 10/0,38 кВ: 1 – разрядник; 2 – предохранитель; 3 – трансформатор; 4 – площадка для обслуживания; 5 – шкаф РУ напряжением 0,38 кВ; 6 – выходы линии напряжением 0,4 кВ; 7 – лестница; б – схема разъединительного пункта на напряжение 10 кВ: 1 – опора; 2 – разъединитель; 3 – привод разъединителя

Для электроснабжения мощных производственных потребителей применяют серию КТП напряжением 10/0,4 кВ с одним или двумя трансформаторами проходного типа КТПШ и тупикового типа КТПТ мощностью 250–630 и 2х(250–630) кВА с воздушными вводами наружной установки. Конструктивно однострансформаторные КТПШ и КТПТ выполняют в виде одного блока, в котором в соответствующих отсеках размещены РУ напряжением 10 и 0,4 кВ, а также силовой трансформатор. Оболочка блока (шкаф) изготовлена из листовой стали и имеет двери для обслуживания РУ (рис. 6.23). Для безопасного обслуживания предусмотрены блокировки. Двухтрансформаторная КТП состоит из двух соединенных трансформаторных блоков.

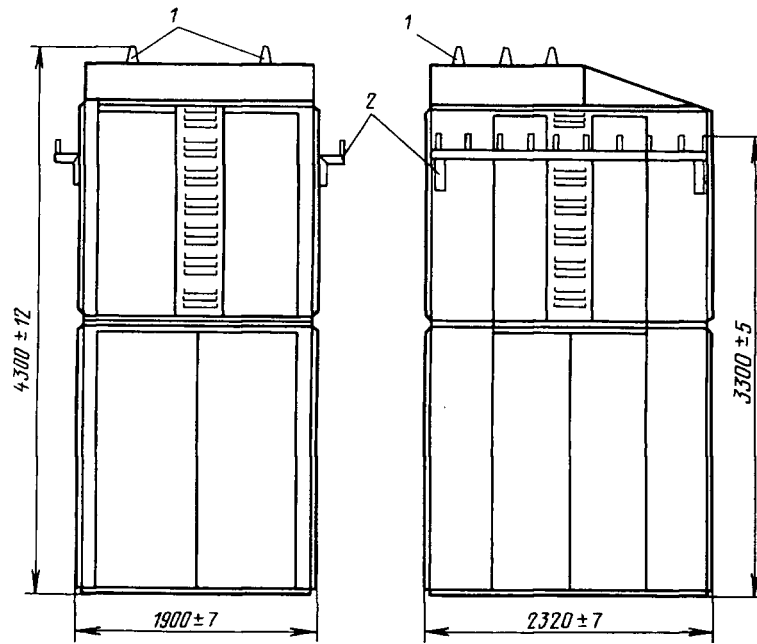


Рис. 6.23. Схема КТПП-В-400/10У1: 1 – проходные изоляторы; 2 – кронштейн для выводов напряжением 0,38 кВ

7. НАДЁЖНОСТЬ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

7.1. Экономические показатели надёжности

7.1.1. Учёт надёжности при проектировании СЭС ПП

Рост требований потребителей электроэнергии к повышению надёжности электроснабжения определяется тем, что перерывы электроснабжения наносят существенные экономические и социальные ущербы. Это определяет постоянную тенденцию к повышению надёжности систем электроснабжения промышленных предприятий (СЭС ПП), увеличению резервов мощности, сокращению длительности перерывов электроснабжения и т. п. и требует существенных материальных ресурсов при создании либо эксплуатации СЭС. Эти дополнительные затраты на повышение надёжности электроснабжения должны сравниваться с сокращением ущерба у потребителей электроэнергии и в самой СЭС.

При проектировании и реконструкции СЭС и её отдельных частей из множества вариантов выбирается оптимальный по критерию минимума приведенных затрат с учетом ущерба от перерыва электроснабжения.

С точки зрения последствий перерывов электроснабжения все потребители электроэнергии можно разделить на два принципиально различных вида [Эдельман]. К первому виду относятся такие потребители, перерыв электроснабжения которых недопустим либо из-за опасности для жизни людей (взрывы, пожары и т. д.), либо из-за особой важности работ потребителей (связь, транспорт и т. д.). Ко второму виду относятся такие потребители, перерыв электроснабжения которых вызывает материальный ущерб. К первому виду следует отнести электроприемники особой группы 1-й категории (по классификации ПУЭ), а также наиболее ответственные электроприемники 1-й категории, ко второму виду – все остальные электроприемники. Очевидно, что при указанном делении потребителей уровни надёжности их электроснабжения должны определяться различно. Если для первого вида уровень надёжности СЭС должен устанавливаться в соответствии с определенными нормами, то для второго вида он определяется на основе технико-экономического анализа.

При проектировании и реконструкции СЭС потребителей первого вида основным требованием является обеспечение заданного уровня надёжности или заданной вероятности безотказной работы СЭС $P(t)$. Естественно, эта цель может быть достигнута различными способами, затраты на каждый из которых, как правило, различны: резервирование отдельных малонадёжных элементов, создание отдельных резервных цепей питания, применение элементов повышенной надёжности и т. д. Вариант выбирается такой, чтобы затраты на его осуществление были минимальными, т. е. **технико-экономическая задача выбора оптимальной надёжности**

электроснабжения для первого вида потребителей электроэнергии может быть сформулирована следующим образом – обеспечение заданного уровня надежности при минимуме расчетных затрат, руб./год,

$$Z = \sum_i E_i \cdot K_i + C \rightarrow \min \text{ при } P(t) \geq P^*(t), \quad (7.1)$$

где $P^*(t)$ – минимальная заданная вероятность безотказной работы СЭС потребителя.

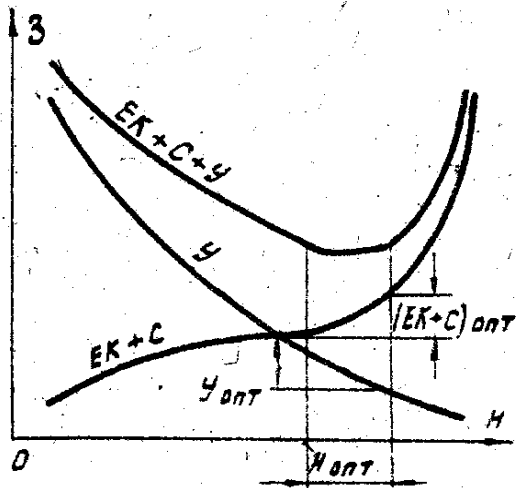


Рис. 7.1. Зависимость приведенных затрат от надежности СЭС

Потребители второго вида допускают перерывы электроснабжения, однако при этом возникает материальный ущерб. Для таких потребителей уровень надежности не задается заранее в виде нормы, не фиксируются и предельные затраты на осуществление варианта. Затраты и уровень надежности определяются в процессе решения технико-экономической задачи, которую можно сформулировать так: *определение оптимальных значений надежности и капитальных затрат при условии минимальных приведенных затрат на СЭС и ущерба от перерывов электроснабжения, руб./год,*

$$Z = \sum_i E_i \cdot K_i + C + Y \rightarrow \min. \quad (7.2)$$

Из рис. 7.1. видно, что функция приведенных затрат от надежности СЭС $Z = f(H)$ имеет минимум. В пределах пятипроцентного изменения функции затрат Z от минимального значения выбирается зона оптимальных значений надежности СЭС – $H_{\text{опт}}$. Пересечения границ зоны с соответствующими функциями позволяют определить зону оптимальных затрат на СЭС $(\sum E_i \cdot K_i + C)_{\text{опт}}$ и зону оптимальных значений ущерба $Y_{\text{опт}}$.

7.1.2. Ущерб народному хозяйству от ненадежности СЭС

Любое нарушение электроснабжения потребителей приводит к ущербу из-за недовыпуска продукции и простоя механизмов и рабочих как у потребителя, так и в СЭС. Поэтому ущерб от ненадежности СЭС можно представить состоящим из трёх частей: ущерба у потребителя; ущерба у смежных производств и отраслей промышленности, сельского хозяйства; ущерба в самой СЭС

$$Y = Y_{\text{ПОТ}} + Y_{\text{СМ}} + Y_{\text{СЭ}}. \quad (7.3)$$

Ограничение электроснабжения потребителей может быть в результате отказов электрооборудования и в результате его отключения с целью проведения плановых профилактических работ. В общем случае внезапные отказы приводят к большему ущербу, поскольку при плановых отключениях есть возможность принятия мер по снижению ущерба.

Многоотраслевое хозяйство содержит множество специфических по технологии и условиям производства производителей и потребителей электроэнергии. В одних случаях ущерб возникает от самого факта нарушения электроснабжения, в других – ущерб обнаруживается только после длительного простоя оборудования. В одних случаях ущерб может быть пропорциональным мощности простаиваемого оборудования, в других – величине недоотпущенной электроэнергии. В одних случаях дорого обходится начальное время простоя, в других, когда есть промежуточные накопители продукции, – время после использования содержимого накопителя. Поэтому можно не удивляться множеству и разноречивости сведений о величине и характере ущербов из-за ненадёжности СЭС, которые можно встретить в литературе.

Ущерб у потребителя $Y_{\text{ПОТ}}$ складывается из двух составляющих:

- от внезапности нарушения электроснабжения, обусловленного расстройством технологического процесса, повреждением основного оборудования, браком и порчей сырья и готовой продукции;
- из-за простоя производственного персонала, зависящего от глубины нарушения электроснабжения и его длительности, количества простаивающих рабочих, их квалификации и возможности использования на других производственных участках.

Ущерб смежным отраслям $Y_{\text{СМ}}$ возникает из-за невыработки или несвоевременной выработки продукции данным предприятием. Он обуславливает необходимость:

- создавать резерв производственной мощности на предприятии для обеспечения выработки продукции, недополученной за время вынужденного простоя предприятия;
- организовывать сверхурочные работы при тех же производственных мощностях;
- форсировать режимы работы технологической установки;
- создавать резерв готовой продукции, обеспечивающий бесперебойную работу смежных отраслей в периоды нарушения электроснабжения данного предприятия.

Ущерб в системе электроснабжения $Y_{\text{СЭ}}$ при отказах отдельных её элементов складывается из затрат:

- на внеплановые аварийно-восстановительные ремонты отказавшего оборудования;

- на выработку и распределение электроэнергии в течение времени ликвидации аварии и восстановления оптимального режима работы СЭС,
- из-за недоиспользования основных фондов и эксплуатационного персонала в тех случаях, когда ограничения потребителей приводят к невосполнимой недовыработке электроэнергии.

7.1.3. Удельные ущербы

Ограничения потребителя электроэнергией приводят к недовыпуску конкретной продукции, снижению её качества, порче определенного количества сырья и готовой продукции, простоя отдельных механизмов и обслуживающего их персонала, ремонту конкретных элементов СЭС. Поскольку все эти материалы и работы имеют определённую стоимость, то в конкретном случае можно точно установить ущерб как по народному хозяйству в целом, так и по отдельным отраслям промышленности. Гораздо сложнее обстоит дело с оценкой ущерба, который может возникнуть в будущем при отказах проектируемых СЭС. Здесь возможны лишь приближенные расчёты, опирающиеся на имеющиеся данные о прошлых авариях на объектах, схожих с проектируемыми.

Среди существующих методов использования статистических данных об ущербе народному хозяйству наиболее действенными являются методы, в основе которых лежит понятие удельного ущерба.

Удельный ущерб – это ущерб, приходящийся на что-то единичное: на одно отключение, на один агрегат или единицу его производительности, на одного работающего, на единицу выпускаемой продукции, на единицу потребляемой мощности. В электроэнергетике используется понятие удельного ущерба как ущерба, приходящегося на единицу недоотпущенной (недополученной) электроэнергии, т. е.

$$Y_o = \frac{Y}{\Delta W}, \quad (7.4)$$

где Y – суммарный ущерб; ΔW – величина недоотпущенной (недополученной) электроэнергии из-за отказов СЭС.

Анализ статистических данных показывает (в ценах 1990г.), что удельный ущерб в среднем по промышленности из-за дефицита электроэнергии составляет 0,46 руб./(кВт·ч), причем в отраслях, производящих средства производства, он составляет 0,4 руб./(кВт·ч), а в отраслях по производству средств потребления – 0,9 руб./(кВт·ч). В эти данные включена составляющая удельного ущерба, связанная с ущербом в СЭС, которая по данным может достигать 0,6 руб./(кВт·ч) [Овчаренко-77]. Таким образом, величины удельных ущербов существенно превышают как себестоимость электроэнергии, так и удельную стоимость потерь в электрических сетях.

На рис. 7.2 приведены ущербы станкостроительного завода при отказах СЭС: 1 – ущерб от брака продукции; 2 – от поломки инструмента; 3 – от простоя рабочих; 4 – от расстройтва технологического процесса; 5 – суммарный ущерб; 6 – удельный ущерб.

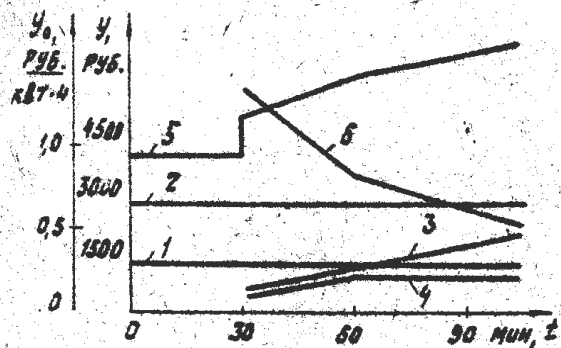


Рис. 7.2. Ущерб
станкостроительного завода

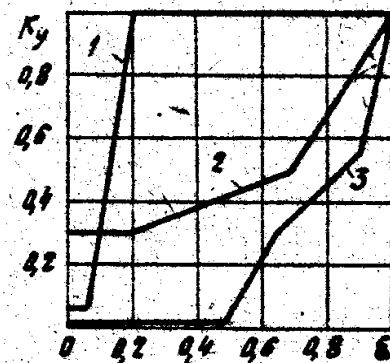


Рис. 7.3. Зависимость поправочного
коэффициента K_y от степени ограниче-
ния электроснабжения $\varepsilon = \Delta P / P_M$

Удельные ущербы зависят от длительности полных отключений. При внезапных отключениях удельный ущерб больше, чем при отключениях с предупреждением. В последнем случае удельный ущерб сокращается по мере увеличения времени между предупреждением и отключением, что связано с возможностью использования различных средств уменьшения возможного ущерба.

Частичное ограничение потребления электроэнергии, как правило, приводит к меньшим удельным ущербам. Поэтому при определении ущерба в случаях частичных ограничений удельный ущерб нужно умножать на поправочный коэффициент K_y , зависящий от степени ограничения нагрузки и отрасли промышленности потребителя. На рис. 7.3 показан примерный вид зависимостей коэффициента K_y от степени ограничения электроснабжения $\varepsilon = \Delta P / P_M$ (где ΔP – ограниченная часть нагрузки P_M предприятия) для трёх отраслей промышленности: 1 – переработка нефти; 2 – машиностроение, электротехническая промышленность; 3 – производство лаков и красок.

При оценке надёжности и ущерба следует учитывать, что не всякий перерыв электроснабжения может причинить ущерб производству. Возможны перерывы, которые не отражаются на производстве. Например, компрессорные станции металлургических заводов, прокатные станы допускают перерыв в электроснабжении не более 1–2 с, а печи сопротивления – 5–10 мин и более.

7.1.4. Влияние технологических особенностей производства на надёжность электроснабжения

Технологические особенности предприятия и режимы его работы (сменность, загруженность смен) существенно влияют на надёжность СЭС. Это положение можно рассмотреть на примере машиностроительного завода, имеющего двухсменный режим работы при пятидневной рабочей неделе. Проведение планового ремонта наиболее ответственных элементов СЭС может быть перенесено на нерабочую смену или выходные дни. При этом исключается возможность наложения аварий на плановые ремонты резервирующих друг друга цепей. Если даже такое наложение и происходит, то никакого влияния на режим работы предприятия оно не оказывает. Надёжность таких схем должна определяться без учета плановых отключений элементов.

Если предприятие имеет непрерывное производство (металлургическое, химическое, нефтеперерабатывающее и т. д.), то здесь нельзя осуществлять перенос плановых ремонтов на нерабочее время и показатели плановых ремонтов должны учитываться.

В ряде случаев перерыв электроснабжения одного из цехов или технологической установки не приводит к значительному ущербу. Это явление может быть определено при анализе технологических связей предприятия. Так, при малых перерывах для механических цехов машиностроительного завода начинают использоваться запасы деталей цеха. Эти детали, подаваемые на сборку, позволяют продолжать выпуск готовой продукции. И только использование всех запасов может привести к значительному ущербу. Противоположным примером может служить отделение подготовки шихты ферросплавного завода. Перерыв электроснабжения такого производства ведёт к простою не только этого отделения, но и дуговых печей, что влечёт за собой значительный ущерб.

В ряде случаев необходимый запас надёжности обеспечивается не только резервированием и дублированием в электрической схеме, но и введением технологического резервирования. Так, на нефтеперерабатывающих предприятиях многие ответственные насосные агрегаты дублируются и отключение одного из них не приводит к остановке технологического процесса.

В каждом случае анализа уровня надёжности следует изучать технологические связи и особенности каждого вида производства.

7.2. Методы определения ущерба

7.2.1. Определение ущерба по общему количеству недоотпущенной электроэнергии

В этом методе рассматривается общее количество недополученной электроэнергии W какими-либо промышленными предприятиями, городскими и сельскими электроприёмниками. Ущерб определяется выражением

$$Y = Y_0 \cdot W. \quad (7.5)$$

Удельные ущербы по отраслям промышленности и отдельным предприятиям, по потребителям жилищно-коммунального сектора городов и сельского хозяйства приведены в [ЕршовНад.Ч2, Непомнящий]. Указанные удельные ущербы относятся к внезапному полному прекращению электроснабжения потребителей при различной их длительности или при отключении с предупреждением.

7.2.2. Определение ущерба по аварийным и плановым недоотпускам электроэнергии

Ущерб по удельным показателям в зависимости от аварийного и планового недоотпуска электроэнергии во время перерыва электроснабжения

$$Y = Y'_0 \cdot W_1 + Y''_0 \cdot W_2. \quad (7.6)$$

где Y'_0 и Y''_0 – составляющие удельного ущерба соответственно от аварийно и планово недоотпущенной электроэнергии, руб./(кВт·ч); W_1 , W_2 – соответственно среднегодовая аварийно и планово недоотпущенная электроэнергия, кВт·ч.

Данные по составляющим удельных ущербов приведены в [ЕршовНад.Ч2, Непомнящий] и в табл. 7.1.

Определение ущерба по производительности производства. Ущерб от перерыва электроснабжения складывается из двух составляющих: ущерба Y_A , связанного с самим фактом перерыва электроснабжения, и ущерба Y_B , связанного с длительностью перерыва электроснабжения. Ущерб Y_A обусловлен выходом из строя оборудования и инструмента, браком продукции, расстройством технологического процесса и т. п., а ущерб Y_B – временем простоя рабочих, порчей сырья и материалов, невыработкой продукции и т. п.

Таблица 7.1

Удельные показатели ущерба промышленных предприятий
от аварийного или планового недоотпуска электроэнергии

Отрасли народного хозяйства и предприятия	Ущерб, руб./(кВт·ч)		Отрасли народного хозяйства и предприятия	Ущерб, руб./(кВт·ч)				
	аварийный	плановый		аварийный	плановый			
Добыча угля:			Машиностроение и металло-обработка: общее машиностроение станкостроение производство шарикоподшипников					
подземная	0,55	0,25						
открытая	0,25	0,19		0,85	0,20			
Добыча нефти	2,55	0,30		1,18	0,46			
Добыча торфа	0,15	0,11						
Переработка нефти	8,70	0,79		1,13	0,45			
Горнорудная добыча и обогащение	0,55	0,22	Тяжелое машиностроение	6,10	1,00			
			Крупное машиностроение	3,37	0,81			
Черная металлургия, трубо-прокатный завод	0,45	0,14	Среднее электромашино-строение и производство электроаппаратуры					
Цветная металлургия	0,53	0,20		1,93	0,63			
Производство глинозёма	7,40	1,38	Автомобилестроение	1,07	0,42			
Электроёмкие производства: алюминия ферросплавов желтого фосфора	0,72 0,02 0,04	0,13 0,014 0,04	Производство часов	1,56	0,34			
			Инструментальный завод	0,47	0,10			
			Завод металлоконструкций	0,41	0,27			
			Целлюлозно-бумажная промышленность:					
Деревообрабатывающая промышленность	0,70	0,49	производство целлюлозы	1,68	0,46			
			производство бумаги	0,34	0,23			
Химическая промышленность: азотно-туковый завод электрохимкомбинат суперфосфатный завод завод искусственного волокна производство смол и пластмасс лакокрасочное производство производство воды производство карбидов фармацевтический завод	1,73 0,48 0,34 6,51 6,34 4,07 21,6 0,12 58,7	0,24 0,07 0,03 1,23 0,63 0,12 1,83 0,02 0,16	Лёгкая промышленность:					
			обувная фабрика	3,73	2,5			
			швейная фабрика	0,27	0,2Г			
			кожевенное производство	0,92	0,65			
			прочие предприятия легкой промышленности	0,45	0,32			
			Пищевая промышленность					
			хлебопекарная	49,0	4,43			
			мукомольно-крупяная	1,08	0,47			
			консервная	6,24	0,75			
			прочие предприятия	1,54	0,59			
			Магистральные газопроводы			с электроприводом	0,13	0,23
						с газотурбинным приводом	3,08	3,00
Строительство	0,23	0,23						
Железнодорожный электрифицированный транспорт	0,22	0,30						
Текстильная промышленность:								
Резиноасбестовая промышленность:								
производство шин	2,73	0,27						
производство резинотехнических изделий	1,73	0,38						
производство асбеста	0,49	0,27						
Цементная промышленность	0,04	0,28						

Промышленность стройматериалов:	0,66	0,34	прядельно-ткацкая фабрика	1,80	1,41
			ситценабивная фабрика	7,56	1,53
завод железобетонных изделий	3,29	0,36	текстильный комбинат	2,52	1,54
керамико-плиточный завод			меланжевый комбинат	2,78	1,68
карьер нерудных стройматериалов	0,19	0,15	шелкоткацкий комбинат	4,00	1,54

Таблица 7.2

Показатели надёжности СЭС ПП

Наименование элемента	Напряжение, кВ	Параметр потока отказов ω , 1/год	Время восстановления T_B , ч	Межремонтный период $1/\mu$, год	Длительность ремонта $T_{пл}$, ч	
Выключатель воздушный (с учетом подключаемой воздушной линии на 100 км)	220	0,15–0,01	35	2	440	
	110	0,15–0,01	30	2	220	
	35	0,1–0,012	25	2	130	
	6–10	0,03	20	2	50	
Выключатель масляный (с учетом подключаемой воздушной линии на 100 км)	220	0,03–0,005	23	4	260	
	110	0,03–0,007	20	3	200	
	35	0,01–0,01	20	3	60	
	6–10	0,01	10	3	70	
Разъединитель	220	0,008	15	3	35	
	110	0,008	15	3	30	
	35	0,008	15	3	7	
	6–10	0,01	15	3	5	
Отделитель	220	0,05	20	3	30	
	110	0,05	20	3	30	
	35	0,01	20	3	30	
Короткозамыкатель	220	0,02	15	3	30	
	110	0,02	15	3	30	
	35	0,01	15	3	30	
Выключатель нагрузки	6–10	0,015	6	3	10	
Предохранитель	35	0,33	0,25	–	–	
	6–10	0,1	0,25	–	–	
Автоматический выключатель	0,38	0,025	4	1	–	
Воздушная линия на 1 км: на деревянных опорах	220	0,007	14	4	200	
	110	0,014	10	4	125	
	35	0,022	8	3	50	
	на металлических опорах	220	0,0042	14	4	200
		110	0,0088	10	4	125
		35	0,0073	8	3	50

на железобетонных опорах	220	0,0026	14	4	200
	110	0,0081	10	4	125
	35	0,0067	8	3	50
	двухцепная (обе цепи)				
	110	0,0012	10	4	125
	35	0,0014	8	3	50
Кабельная линия, на I км при прокладке в:					
земле	35	0,07	90	1	8
	6–10	0,07	74	1	8
воздухе	35	0,05	60	1	8
	6–10	0,05	74	1.	8
тоннеле	6–10	0,018	74	1	8
	блоках	6–10	0,14	74	1
траншее	6–10	0,15	74	1	8
Реактор	6–10	0,04	1	6	4
Секции шин (на одно присоединение)					
	220	0,01	4	6	15
	110	0,01	4	6	10
	35	0,01	4	6	10
	6–10	0,01	4	6	10
	0,38	0,01	4	6	6
Токопровод жесткий					
открытый	6–10	0,36	3	1	8
в тоннеле	6–10	0,23	3	1	8
в пристроенной галерее	6–10	0,18	3	1	8
в отдельной галерее	6–10	0,05	30	1	8
в здании	6–10	0,06	30	1	8
Трансформатор					
	220	0,03	200	6	540
	110	0,03	180	6	500
	35	0,02	180	5	260
	6–10	0,04	60	5	260
В том числе:					
масляный	6–10	0,011	85	5	260
преобразовательный	6–10	0,009	85	5	260
печной	6–10	0,14	82	5	260

Примечание. Отметим, что величины удельных ущербов, приведённые в табл. 7.2, даны для 1990 г. Для приведения величин удельных ущербов к текущему году (умножению удельного ущерба на повышающий коэффициент) необходимо воспользоваться информацией на сайте Министерства строительства РФ, в которой даются *индексы изменения сметной стоимости И_{и.с.с} оборудования на квартал текущего года, в частности для электроэнергетики*, т. е. изменения стоимости оборудования текущего года к стоимости этого оборудования на 01.01.1991 г. Для этого нужно зайти на сайт Министерства строительства РФ и запросить индексы изменения сметной стоимости оборудования на текущее время. Например, на 3-й квартал 2015 г. индекс изменения сметной стоимости электрооборудования (приложение 5) составил И_{и.с.с} = 74,09, т. е. при проведении технико-

экономических расчётов на эту величину необходимо увеличить удельные ущербы, представленные в табл. 7.2.

Таблица 7.3

Среднегодовое время планового простоя $K_{ПЛ} \cdot 10^{-3}$, о. е.

Элемент	Напряжение, кВ			
	220	110	35	6–10
Трансформаторы:				
при отсутствии резервного в системе	8,5	7,7	4	4
при наличии резервного в системе	74	74	74	74
Воздушные линии на 100 км	5,3	3,3	1,2	–
Кабельные линии на 100 км	–	–	–	0,9
Шины (на присоединение)	0,29	0,19	0,19	0,19
Масляные выключатели в цепях:				
ВЛ	8,3	6,3	1,8	2,2
других цепях	8,3	6,3	1,8	2,2
Воздушные выключатели в цепях:				
ВЛ	19	9,7	6	2,2
в других цепях	19	9,7	6	2,2
Короткозамыкатели	1,1	1,1	1,1	–
Отделители	1,1	1,1	1,1	–
Разъединители	1,3	1,1	0,26	0,19
Реакторы	–	–	–	0,78
* По данным ВНИИпроектэлектромонтажа				

При оценке по этому методу ущерб подразделяют на первичный и вторичный. Первичный ущерб $У_1$ – ущерб, вызванный перерывом электроснабжения данного агрегата. Вторичный ущерб $У_2$ – ущерб, вызванный перерывом электроснабжения предыдущего агрегата по ходу технологии производства.

При определении ущерба в зависимости от схемы электроснабжения учитывают аварийные и плановые перерывы электроснабжения или только аварийные. При плановом простое учитывается только составляющая ущерба $У_В$, пропорциональная длительности перерыва электроснабжения.

Первичный ущерб определяется выражением, тыс. руб./год,

$$У_1 = [(У_А + 8760 \cdot Т_В \cdot У_В) \cdot \omega + 8760 \cdot К_{ПЛ} \cdot У_В] \cdot П \cdot \epsilon, \quad (7.7)$$

где $У_А$ – составляющая удельного ущерба, обусловленная самим фантом перерыва электроснабжения, тыс. руб./ (перерыв × единица производительности); $У_В$ – составляющая удельного ущерба, связанная с длительностью перерыва электроснабжения, тыс. руб./ (ч × единица производительности); $Т_В$ – время восстановления СЭС, ч; ω – суммарный параметр потока отказов рассматриваемой СЭС, год⁻¹; $К_{ПЛ}$ – коэффициент планового простоя

рассматриваемой СЭС, о. е.; Π – производительность агрегата или объекта, единица производительности; ε – коэффициент, учитывающий степень ограничения производства при перерывах электроснабжения, о. е.

Вторичный ущерб, вызванный перерывом электроснабжения предыдущего агрегата или объекта по ходу технологии производства, тыс. руб. /год

$$Y_2 = (\Delta T_B \cdot Y_B \cdot \omega + 8760 \cdot K_{пл} \cdot Y_B) \cdot \Pi \cdot \varepsilon; \quad (7.8)$$

$$\Delta T_B = Y_B - \frac{T_0}{\varepsilon},$$

где T_0 – допустимое время перерыва электроснабжения, не вызывающее ущерба производства, ч.

Данные по показателям для определения первичного Y_1 и вторичного Y_2 ущербов приведены в [ЕршовНад.Ч2, Непомнящий] и в табл. 7.2.

Определение недоотпуска электроэнергии и связанного с ним ущерба при перерывах и ограничениях электроснабжения потребителей. Повреждение элементов СЭС или дефицит мощности энергосистемы могут приводить либо к полному прекращению электроснабжения потребителей, либо к его частичному ограничению.

Рассматриваемый метод позволяет определить математическое ожидание недоотпуска электроэнергии и ущерба по коэффициенту вынужденного простоя K_B [Розанов-84]. Если в аварийном режиме электроснабжение предприятия прекращается полностью, то математическое ожидание недоотпуска электроэнергии будет

$$\Delta W = W_{\Gamma} \cdot K_B, \quad (7.9)$$

где W_{Γ} – годовое потребление электроэнергии предприятием, кВт·ч; K_B – коэффициент вынужденного простоя СЭС, о. е. [ЕршовНад.Ч1].

Годовое потребление электроэнергии может быть вычислено либо по известной максимальной нагрузке предприятия P_M и числу часов её использования T_M

$$W_{\Gamma} = P_M \cdot T_M, \quad (7.10)$$

либо по известной среднегодовой нагрузке предприятия $P_{сг}$ и числу часов его работы T_{Γ}

$$W_{\Gamma} = P_{сг} \cdot T_{\Gamma}, \quad (7.11)$$

либо по суточному потреблению электроэнергии для зимнего W_3 и летнего дней $W_{л}$ и числам дней зимнего n_3 и летнего $n_{л}$ периодов

$$W_{\Gamma} = W_3 \cdot n_3 + W_{л} \cdot n_{л}. \quad (7.12)$$

Если в аварийном режиме электроснабжение полностью не прекращается, а получаемая мощность снижается до величины $P_{ав}$, то недоотпущенную электроэнергию можно определить по упорядоченным годовым графикам или суточным графикам.

Если задан упорядоченный график нагрузки (рис. 7.4, а), то на его оси ординат откладывается мощность, выдаваемая потребителю в аварийном режиме P_{AB} , и подсчитывается величина площади $F_{\text{Э}}$. Заменяв криволинейный участок графика нагрузки прямой линией, можно площадь $F_{\text{Э}}$ вычислить по приближенной формуле

$$F_{\text{Э}} = 0,5 \cdot (P'_M - P_{AB}) \cdot t. \quad (7.13)$$

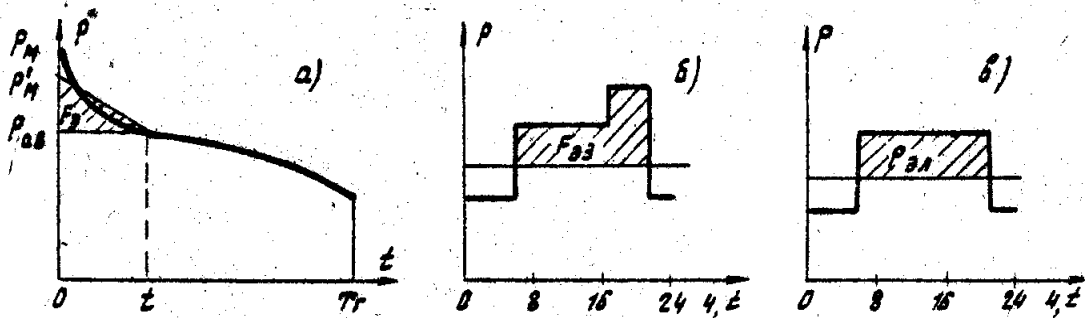


Рис. 7.4. Графики электрических нагрузок

Если бы указанный режим имел длительность, равную году, то недоотпущенная электроэнергия была бы равна площади $F_{\text{Э}}$. С учетом коэффициента вынужденного простоя K_B недоотпущенная электроэнергия составит

$$\Delta W = F_{\text{Э}} \cdot K_B. \quad (7.14)$$

Когда известны суточные графики нагрузки для зимнего и летнего периодов (рис. 10.4, б, в), подсчитывается площади $F_{\text{Э}}$ для каждого из графиков, а затем вычисляется недоотпуск электроэнергии с учетом продолжительности работы предприятия по зимнему и летнему графикам

$$\Delta W = (F_{\text{Э,З}} + F_{\text{Э,Л}}) \cdot K_B. \quad (7.15)$$

Зная недоотпущенную электроэнергию, можно определить математическое ожидание ущерба

$$Y = \Delta W \cdot Y_0, \quad (7.16)$$

где Y_0 – удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителю.

7.3. Методы расчёта надёжности СЭС ПП

7.3.1. Общие сведения о методах расчета

Существующие методы расчёта надёжности СЭС позволяют определить частоту аварийных отключений и суммарную (за год) длительность вынужденного простоя любого присоединения СЭС, частоту и продолжительность плановых ремонтов. Расчёт этих показателей требует рассмотрения отказов элементов при различных состояниях СЭС. Однако при

принятом принципе минимизации приведенных затрат ($Z \rightarrow \min$) нет необходимости вычислять показатели надежности всех присоединений и рассматривать все возможные аварийные ситуации в схеме. Достаточно определить лишь те показатели надежности, которые через ущерб входят в целевую функцию – приведенные затраты. Это означает, что следует рассматривать те аварийные ситуации, при которых нарушаются основные функции проектируемой СЭС. Следовательно, для каждого варианта схемы надо рассмотреть те отказы, которые приводят к потере напряжения, и рассчитывать частоту аварийных отключений элементов СЭС и длительность нарушения электроснабжения потребителей.

Методы расчета, которые применяются в настоящее время для оценки надежности СЭС, весьма разнообразны. Все они базируются на теории вероятностей, причем каждый метод рассматривает отказ как случайное событие или случайный процесс.

В общем случае, процесс «жизни» восстанавливаемых устройств протекает следующим образом. Исправное устройство начинает эксплуатироваться в момент времени $t = 0$ и, проработав случайное время T_{O1} , выходит из строя. На ремонт требуется случайное время T_{B1} . Этот процесс продолжается в течение всего срока службы устройства, причем величины T_{O1} и T_{B1} условно независимы. В случайные или заранее установленные моменты времени могут производиться профилактические работы случайной или постоянной длительности $T_{плj}$. Рассмотренный процесс дополнительно усложняется:

- наличием резервных устройств и элементов и, как следствие, возможностью переходов из одного уровня избыточности в другой;
- дискретностью работы устройства с заранее запланированными или случайными моментами начала или конца работы;
- ограниченностью восстановлений;
- наличием очереди на восстановление;
- наличием ложных восстановлений исправных устройств из-за отказа схемы контроля;
- невозможностью начать восстановление устройства сразу же после его отказа из-за неполноты схемы контроля или по каким-либо другим причинам.

Для расчета надежности восстанавливаемых устройств, в связи с указанными трудностями, применяют различные методы, которые можно объединить в три группы:

- методы, основанные на использовании классической теории вероятностей;
- методы, основанные на использовании теории массового обслуживания;
- методы, основанные на использовании теории графов.

Ниже рассмотрены два метода, которые наиболее приемлемы для инженерных расчетов надежности систем электроснабжения промышленных предприятий и относятся к первой группе методов.

7.3.2. Аналитический метод расчета надежности СЭС

В этом методе используются соотношения, рассмотренные в [ЕршовЧ1, Сафонов] и связывающие между собой различные показатели надежности элементов.

Каждый элемент СЭС может находиться в одном из трех состояний: в рабочем; в нерабочем из-за повреждения; в нерабочем по причине планового ремонта.

При последовательном включении элементов СЭС оценка надежности производится на основании следующих соотношений:

– параметр потоке отказов линии или присоединения

$$\omega = \sum_{i=1}^n \omega_i; \quad (7.17)$$

– среднее время восстановления после отказа одной линии или присоединения

$$T_B = \frac{\sum_{i=1}^n \omega_i \cdot T_{Bi}}{\omega}; \quad (7.18)$$

– коэффициент аварийного простоя

$$K_B = \frac{\sum_{i=1}^n \omega_i \cdot T_{Bi}}{8760}; \quad (7.19)$$

– коэффициент планового простоя (с учетом 20 %-го запаса на время ремонта)

$$K_{ПЛi} = 1,2 \cdot K_{ПЛiМАКС}; \quad K_{ПЛi} = \frac{\mu_i \cdot T_{ПЛi}}{8760}; \quad (7.20)$$

– среднее время перерыва электроснабжения (аварийного плюс планового ремонтов)

$$T_{\Pi} = 8760 \cdot (K_B + K_{ПЛ}). \quad (7.21)$$

В соотношениях обозначено: ω_i – параметр потока отказов одного элемента СЭС, год⁻¹; T_{Bi} – среднее время восстановления элемента после отказа, год; μ_i – интенсивность отключений элемента СЭС для планового ремонта, год⁻¹; $T_{ПЛi}$ – среднее время ремонта элемента, год.

При параллельном включении элементов СЭС в структурной схеме надежности оценка надежности производится по соотношениям:

– параметр потока отказов

$$\omega^{(2)} = \omega_1 \cdot K_{\text{ПЛ2}} + \omega_2 \cdot K_{\text{ПЛ1}} + \frac{\omega_1 \cdot \omega_2 \cdot (T_{\text{В1}} + T_{\text{В2}})}{8760}; \quad (7.22)$$

при одинаковых параметрах надежности линий

$$\omega^{(2)} = 2 \cdot \omega \cdot K_{\text{ПЛ}} + \frac{2\omega^2 \cdot T_{\text{В}}}{8760}; \quad (7.23)$$

– коэффициент аварийного простоя, когда первая линия отключена для планового ремонта, а в это время вторая отключается из-за повреждения,

$$K_{\text{В2.ПЛ1}} = 0,5 \cdot \omega_2 \cdot K_{\text{ПЛ1}}^2 \quad \text{при} \quad T_{\text{ПЛ1}} \leq T_{\text{В2}},$$

или (7.24)

$$K_{\text{В2.ПЛ1}} = K_{\text{В2}} \cdot (K_{\text{ПЛ1}} - 0,5 \cdot K_{\text{В2}}) \quad \text{при} \quad T_{\text{ПЛ1}} > T_{\text{В2}};$$

– коэффициент аварийного простоя двух линий

$$K_{\text{В}}^{(2)} = K_{\text{В1}} \cdot K_{\text{В2}} + K_{\text{В1.ПЛ2}} + K_{\text{В2.ПЛ1}}; \quad (7.25)$$

при одинаковых параметрах надежности

$$K_{\text{В}}^{(2)} = K_{\text{В}}^2 + 2 \cdot K_{\text{В.ПЛ}}; \quad (7.26)$$

– среднегодовое время перерыва электроснабжения

$$T_{\text{В}}^{(2)} = 8760 \cdot K_{\text{В}}^{(2)}. \quad (7.27)$$

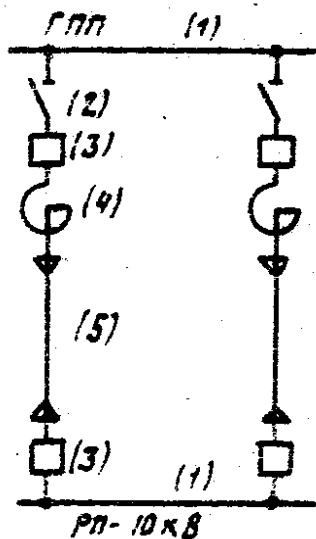


Рис. 7.5. Схема электро-снабжения фабрики

Пример 7.1. Определить надёжность и возможный ущерб при перерывах электроснабжения агломерационной фабрики металлургического завода производительностью 1,5 млн т в год. Фабрика имеет нагрузку 12 МВ·А на напряжении 10 кВ. Распределительная подстанция фабрики питается от ГПП по двум кабельным линиям 10 кВ (рис. 7.5), проложенным в тоннеле. Требуется также определить оптимальный объём резервирования с учётом возможного ущерба при перерывах электроснабжения. Рассмотрим возможные варианты:

1. Каждая линия выбирается на полную нагрузку и, содержит по 4 кабеля с алюминиевыми жилами, площадь сечения равна $4 \times (3 \times 120) \text{ мм}^2$.

2. Каждая линия выбирается на половину нагрузки и содержит по 2 кабеля, площадь сечения $2 \times (3 \times 120) \text{ мм}^2$.

В обоих вариантах электрическая схема содержит шины ГПП, разъединитель, масляный выключатель, реактор, кабельную линию, выключатель и шины РП фабрики. Исходные данные для схемы взяты из табл. 7.2 и приведены в табл. 7.4.

Таблица 7.4

Наименование элемента СЭС	ω_i , год ⁻¹	T_{Bi} , год	$K_{ПЛИ} \cdot 10^{-3}$, о. е.
Секция шин ГПП, РП	0,01	$0,25 \cdot 10^{-3}$	0,19
Разъединитель	0,008	$1,7 \cdot 10^{-3}$	0,19
Выключатель	0,01	$1,1 \cdot 10^{-3}$	2,2
Реактор	0,002	$0,11 \cdot 10^{-3}$	0,78
Кабельные линии	0,013	$4 \cdot 10^{-3}$	0,9

Вариант 1. Параметр потока отказов одной линии

$$\omega = \sum_{i=1}^5 \omega_i \cdot n_i = 0,01 \cdot 2 + 0,008 \cdot 1 + 0,01 \cdot 2 + 0,002 \cdot 1 + 0,013 \cdot 4 = 0,102 \text{ год}^{-1}.$$

Среднее время восстановления одной линии

$$T_B = \frac{\sum_{i=1}^n n_i \cdot \omega_i \cdot T_{Bi}}{\omega} =$$

$$= (2 \cdot 0,01 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3} + 1 \cdot 0,008 \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,01 \cdot 1,1 \cdot 10^{-3} + 1 \cdot 0,002 \cdot 0,11 \cdot 10^{-3} + 4 \cdot 0,013 \cdot 4 \cdot 10^{-3}) / 0,102 = 2,46 \cdot 10^{-3} \text{ лет.}$$

Коэффициент планового простоя одной линии – самый большой для выключателей, он равен $K_{ПЛИ, \text{МАКС}} = 2,2 \cdot 10^{-3}$ о. е. – см. табл. 10.3

$$K_{ПЛИ} = 1,2 \cdot K_{ПЛИ, \text{МАКС}} = 1,2 \cdot 2,2 \cdot 10^{-3} = 2,64 \cdot 10^{-3} \text{ о. е.}$$

Коэффициент аварийного простоя одной линии

$$K_B = \omega \cdot T_B = 0,102 \cdot 2,46 \cdot 10^{-3} = 0,251 \cdot 10^{-3} \text{ о. е.}$$

Коэффициент аварийного простоя, когда первая линия отключается для планового ремонта и в это время вторая отключается из-за повреждения при $T_B > T_{ПЛИ}$,

$$K_{B2, ПЛИ} = 0,5 \cdot \omega \cdot K_{ПЛИ}^2 = 0,5 \cdot 0,102 \cdot (2,64 \cdot 10^{-3})^2 = 0,355 \cdot 10^{-6} \text{ о. е.}$$

Коэффициент аварийного простоя двух линий

$$K_B^{(2)} = K_B^2 + 2 \cdot K_{B, ПЛИ} = (0,251 \cdot 10^{-3})^2 + 2 \cdot 0,355 \cdot 10^{-6} = 0,773 \cdot 10^{-6} \text{ о. е.}$$

Среднегодовое время аварийного простоя двух линий

$$T_{П} = 8760 \cdot K_B^{(2)} = 8760 \cdot 0,773 \cdot 10^{-6} = 6,77 \cdot 10^{-3} \text{ о. е.}$$

Из проведенного расчета видно, что для первого варианта при перерывах электроснабжения ущерб практически не имеет места.

Вариант 2. Параметр потока отказов двух линий

$$\omega = 2 \cdot \sum_{i=1}^5 \omega_i \cdot n_i = 2 \cdot (0,01 \cdot 2 + 0,008 \cdot 1 + 0,01 \cdot 2 + 0,002 \cdot 1 + 0,013 \cdot 2) = 0,152 \text{ год}^{-1}.$$

Среднее время восстановления

$$T_B = \frac{\sum_{i=1}^n n_i \cdot \omega_i \cdot T_{Bi}}{\omega} = \frac{0,294 \cdot 10^{-3}}{0,152} = 1,93 \cdot 10^{-3} \text{ лет.}$$

Коэффициент планового простоя двух линий

$$K_{ПЛ} = 2 \cdot 1,2 \cdot K_{ПЛ\text{МАКС}} = 1,2 \cdot 2,2 \cdot 10^{-3} = 5,28 \cdot 10^{-3} \text{ о. е.}$$

Коэффициент аварийного простоя двух линий

$$K_B = \omega \cdot T_B = 0,152 \cdot 1,93 \cdot 10^{-3} = 0,294 \cdot 10^{-3} \text{ о. е.}$$

Среднегодовое время аварийного и планового простоев двух линий

$$T_{\Pi} = 8760 \cdot (K_B + K_{ПЛ}) = 8760 \cdot (0,294 \cdot 10^{-3} + 5,28 \cdot 10^{-3}) = 48,8 \text{ ч/год.}$$

Первичный ущерб из-за аварийного и планового простоев при $Y_A = 0,9$ тыс. руб./((перерыв \times млн т) и $Y_B = 0,3$ тыс. руб./((ч \times млн т)

$$\begin{aligned} Y_1 &= [(Y_A + 8760 \cdot T_B \cdot Y_B) \cdot \omega + 8760 \cdot K_{ПЛ} \cdot Y_B] \cdot \Pi \cdot \varepsilon = \\ &= [(0,9 + 8760 \cdot 1,93 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3) \cdot 0,152 + 8760 \cdot 5,28 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3] \cdot 1,5 \cdot 0,5 = \\ &= 10,2 \text{ тыс. руб./год} \end{aligned}$$

Вторичный ущерб из-за аварийного и планового простоев при $Y_B = 0,5$ тыс. руб./((ч \times млн т) и $T_O = 4$ ч

$$\begin{aligned} Y_2 &= (\Delta T \cdot Y_B \cdot \omega + 8760 \cdot K_{ПЛ} \cdot Y_B) \cdot \Pi \cdot \varepsilon = \\ &= (0,9 \cdot 0,5 \cdot 0,152 + 8760 \cdot 5,28 \cdot 10^{-3} \cdot 0,5) \cdot 1,5 \cdot 0,5 = 21,7 \text{ тыс. руб./год;} \end{aligned}$$

$$\Delta T = T_B - \frac{T_O}{\varepsilon} = 8760 \cdot 1,93 \cdot 10^{-3} - \frac{4}{0,5} = 9 \text{ ч.}$$

Общий ущерб от перерыва электроснабжения

$$Y = Y_1 + Y_2 = 10,2 + 21,7 = 31,9 \text{ тыс. руб./год.}$$

Приведенные затраты на кабельные линии по второму варианту в изменяемой части с учетом ущерба при перерывах электроснабжения составляют 38,4 тыс. руб./год. Те же затраты по первому варианту составляют 7,1 тыс. руб./год, его и следует принять как более экономичный и надежный.

7.3.3. Расчёт надежности СЭС с помощью структурных схем

С целью определения показателей надежности сложных СЭС ПП удобно пользоваться структурными схемами надежности. Положительной стороной структурных схем надежности является, в первую очередь, то, что они отражают непосредственно функциональные связи между отдельными элементами СЭС с точки зрения перерывов и ограничения электроснабжения.

Структурные схемы надежности составляются для каждого из возможных режимов работы СЭС, включая ремонты. При составлении структурных схем надёжности можно пользоваться следующими рекомендациями [Розанов, Майер-82, Майер-81].

1. Все отказы элементов СЭС рассматриваются как отказы типа «короткое замыкание».

2. Элементы, при отказе которых нормальное электроснабжение потребителей нарушается, в структурную схему надежности входят последовательно друг с другом.

3. Элементы, при отказе которых потребитель получает питание через другие элементы, в структурной схеме надежности включаются параллельно с этими другими элементами.

4. По линиям и трансформаторам предусмотрены достаточные резервы, позволяющие всю необходимую мощность передавать по одной из линий, через один трансформатор.

Пример получения структурной схемы надежности из исходной схемы электрической сети показан на рис. 7.6. В этом примере учтены только показатели надежности линий электропередач без учета надежности узлов. Для большей наглядности, структурная схема надежности приводится к виду, где шины источников питания ИП и потребителя П представлены параллельными линиями.

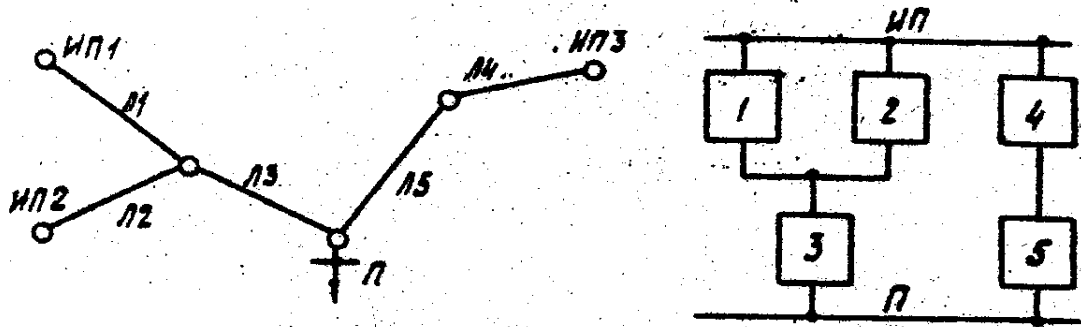


Рис. 7.6. Принципиальная схема и структурная схема надёжности

Если структурная схема надежности не имеет перемычек, т. е. замкнутых контуров, то показатели надежности рассчитываются путем преобразований последовательно или параллельно включенных блоков в эквивалентные до тех пор, пока шины источника питания и потребителя не окажутся связанными одним эквивалентным блоком. Показатели надежности этого блока являются искомыми параметрами надёжности рассматриваемой СЭС потребителя. При эквивалентировании могут быть использованы соотношения, рассмотренные в аналитическом методе расчета надежности СЭС. На рис. 7.7, а показана последовательность преобразования структурной схемы надежности СЭС в эквивалентный блок.

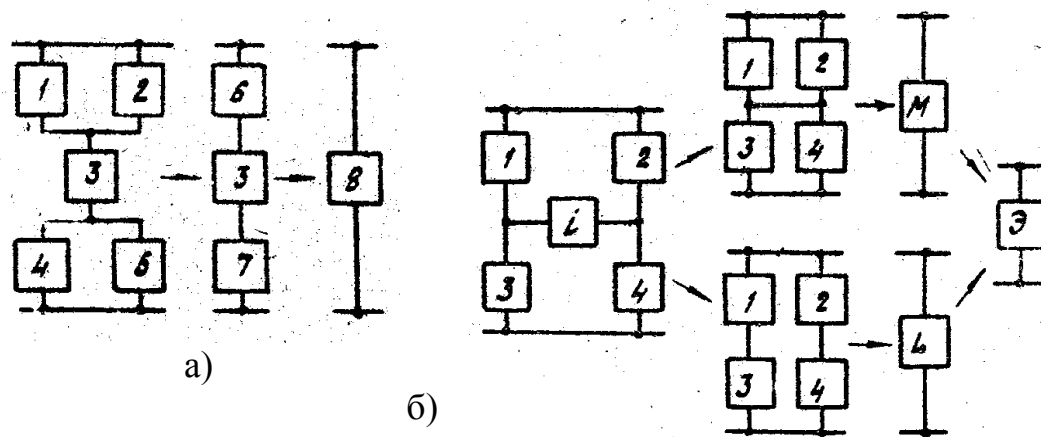


Рис. 7.7. Преобразования структурных схем надёжности

Если в результате преобразований структурной схемы надёжности не удастся свести ее только к последовательному или параллельному соединению элементов, то применяется следующая методика расчета. Пусть имеется схема, представленная на рис. 10.7, б. Чтобы найти показатели ее надёжности, определяются показатели надёжности для двух схем, полученных из исходной. В первой схеме перемычка заменяется прямой связью, а во второй она исключается. После преобразования этих схем в эквивалентные блоки М и L по их показателям надёжности ($\omega_M, T_{B.M}$ и $\omega_L, T_{B.L}$) и по известным показателям надёжности блока перемычки ($\omega_i, T_{Bi}, K_{Bi}, K_{ПЛи}$) вычисляются результирующие показатели надёжности

$$\omega = \omega_M \cdot (1 - K_{Bi} - K_{ПЛи}) + \omega_L \cdot (K_{Bi} + K_H \cdot K_{ПЛи}); \quad (7.28)$$

$$T_B = \frac{1}{\omega} \left[\omega_M \cdot (1 - K_{Bi} - K_{ПЛи}) \cdot T_{B.M} + \omega_L \cdot (K_{Bi} + K_H \cdot K_{ПЛи}) \cdot T_{B.L} \right]. \quad (7.29)$$

В этих выражениях коэффициент K_H учитывает снижение вероятности наложения отказов на плановые ремонты при проведении последних в благоприятные периоды года ($K_H < 1$).

При определении надёжности СЭС необходимо учитывать взаимное влияние отказов элементов, отходящих от узла ветвей. На рис. 7.8, а показана схема узла питания потребителей П1 и П2. При определении показателей надёжности потребителя П1 следует учесть отказы ветви, отходящей к потребителю П2 (рис. 7.8, б), т. к. отказ любого из элементов этой ветви (Р, Л2, Т2) приведет к отключению выключателя В. Структурная схема надёжности потребителя П2 (рис. 7.8, в) должна включать в себя выключатель В1, т. к. только его отказы ведут к отключению выключателя В.

Еще один пример составления структурной схемы надёжности показан на рис. 7.8, г, д. Секционные выключатели СВ1 и СВ2 вводятся в схему последовательно со всеми остальными элементами СЭС, т. к. их отказы ведут к погашению обеих цепей.

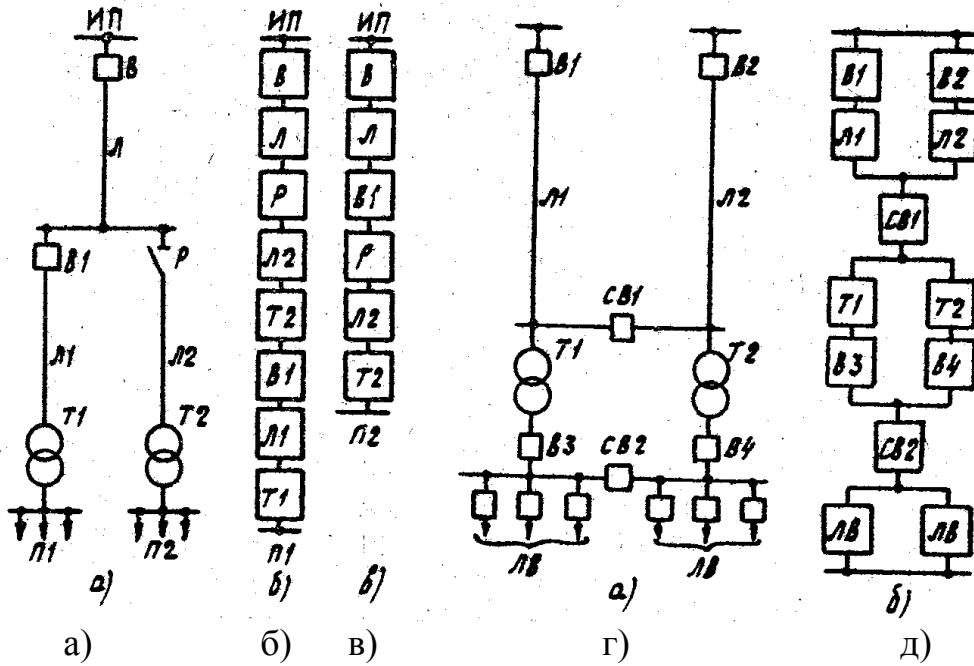


Рис. 7.8. Учёт взаимного влияния отказов элементов

7.3.4. Пример выбора варианта схемы внешнего электроснабжения

Следует определить показатели надёжности относительно шин напряжением 10 кВ машиностроительного предприятия, а также ожидаемый недоотпуск электроэнергии и ожидаемый ущерб от перерывов электроснабжения [МУ-Майер-81,82]. Пропускная способность каждого элемента достаточна для передачи всей необходимой мощности потребителю.

Годовое потребление электроэнергии предприятием $W_{\Gamma} = 5 \cdot 10^8$ кВт·ч. Удельный ущерб на недоотпущенный 1 кВт·ч электроэнергии для машиностроительного предприятия $U_0 = 0,44$ руб./(кВт·ч). Варианты схем электроснабжения представлены на рис. 10.9, 10.10 и 10.11.

Примечание. Отметим, что величины удельных ущербов, стоимость электрической энергии и стоимость электрооборудования СЭС в рассматриваемом примере приняты для 1990 г.

В первом варианте (рис. 7.9, а) воздушная линия одноцепная на железобетонных опорах, длина линии 25 км. Во втором варианте (рис. 7.10, а) линия двухцепная на железобетонных опорах, длина линии 25 км. В третьем варианте (рис. 7.11, а) две линии на железобетонных опорах проложены по разным трассам и имеют длину: Л1 – 25 км, Л2 – 35 км. Показатели надёжности элементов приведены в табл. 7.5.

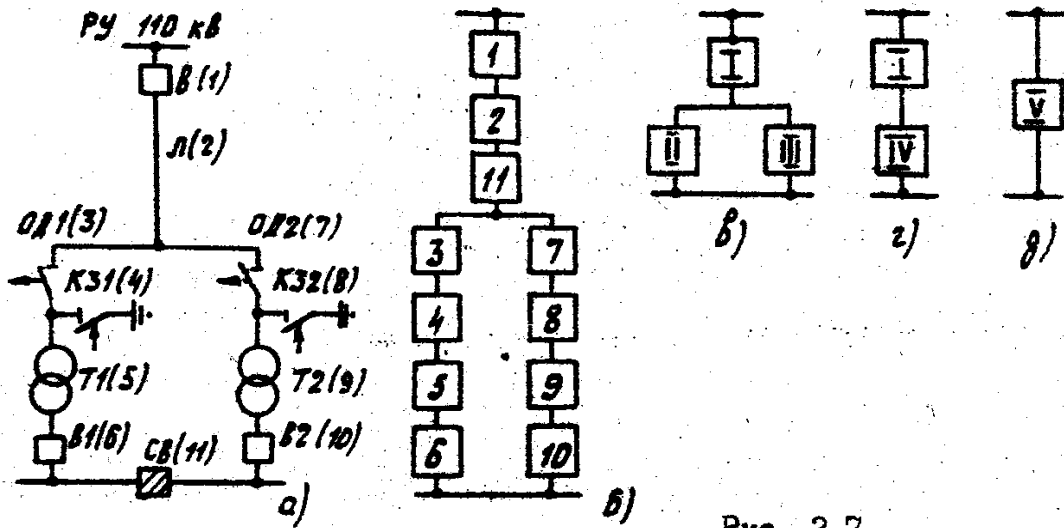


Рис. 2.7

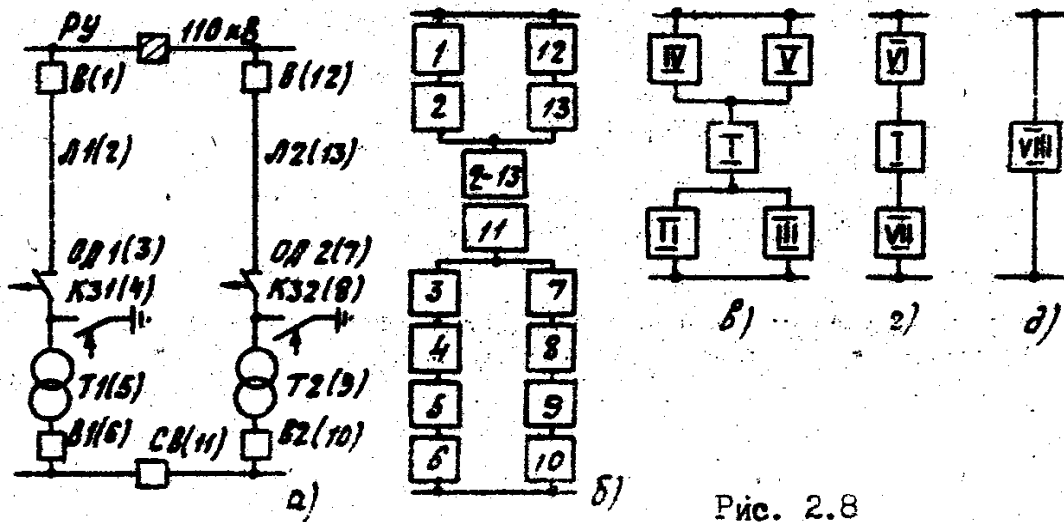


Рис. 2.8

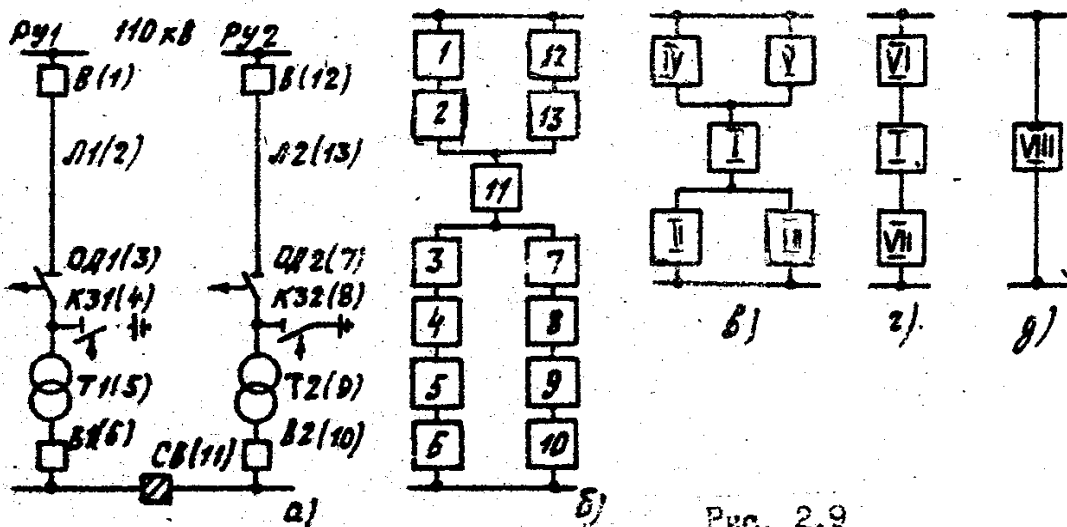


Рис. 2.9

Рис. 7.9–11. Варианты схем электроснабжения предприятия

Таблица 7.5

Элементы	Показатели надёжности			
	ω , год ⁻¹	T_B , ч	μ , год ⁻¹	$T_{пл}$, ч
Выключатели 110 кВ	0,02/0,012	100	0,3	130
Выключатели 10 кВ	0,005	10	0,3	8
Трансформаторы (Т)	0,015	200	1,0	30
Отделители (ОД)	0,02	15	0,3	30
Короткозамыкатели (КЗ)	0,01	15	0,3	30
Воздушные линии (на 100 км)	1,0	14	5,0	8

Параметры потока отказов выключателей в сети 110 кВ:

– для первого и второго вариантов

$$\omega_1 + \omega_{1,2} = 0,02 + 0,012 \cdot \frac{25}{100} = 0,023 \text{ год}^{-1};$$

– для третьего варианта

$$\omega_2 = 0,02 + 0,012 \cdot \frac{25}{100} = 0,023 \text{ год}^{-1};$$

$$\omega_{1,2} = 0,02 + 0,012 \cdot \frac{35}{100} = 0,0242 \text{ год}^{-1}.$$

Параметры потока отказов линий 110 кВ:

– для $L = 25$ км (1-й и 2-й варианты)

$$\omega_2 = 1,0 \cdot \frac{25}{100} = 0,25 \text{ год}^{-1};$$

– для $L = 35$ км (3-й вариант)

$$\omega_2 = 1,0 \cdot \frac{35}{100} = 0,35 \text{ год}^{-1};$$

– для одной цепи двухцепной линии (второй вариант)

$$\omega_2 = \omega_{1,3} = (1 - 0,2) \cdot 0,25 = 0,2 \text{ год}^{-1};$$

– для одновременных отказов двухтонной линии (второй вариант)

$$\omega_{2-1,3} = 0,2 \cdot 0,25 = 0,05 \text{ год}^{-1}.$$

Структурная схема надёжности по первому варианту имеет вид, показанный на рис. 10.9, б. Здесь же показаны преобразования схемы. Плановые ремонтные работы блока «выключатель 110 кВ – линия электропередачи» проводятся в выходные дни и в расчетах не учитываются. Для секционного выключателя СВ (блок 11) учитываются только внезапные отказы, составляющие 60 % от общего числа отказов. С учетом этого

$$\omega_1 = \omega_1 + \omega_2 + 0,6 \cdot \omega_{11} = 0,23 + 0,25 + 0,6 \cdot 0,005 = 0,276 \text{ год}^{-1}.$$

$$K_{B1} = \frac{\omega_1 \cdot T_{B1} + \omega_2 \cdot T_{B2} + 0,6 \cdot \omega_{11} \cdot T_{B11}}{8760} =$$

$$= \frac{0,23 \cdot 100 + 0,25 \cdot 14 + 0,6 \cdot 0,005 \cdot 10}{8760} = 665 \cdot 10^{-6} \text{ о. е.}$$

Для ветвей понижающей подстанции без учёта преднамеренных отключений показатели надежности

$$\omega_{II} = \omega_{III} = \omega_3 + \omega_4 + \omega_5 + \omega_6 = 0,02 + 0,01 + 0,015 + 0,005 = 0,05 \text{ год}^{-1}.$$

$$K_{BII} = K_{BIII} = \frac{\omega_3 \cdot T_{B3} + \omega_4 \cdot T_{B4} + \omega_5 \cdot T_{B5} + \omega_6 \cdot T_{B6}}{8760} =$$

$$= \frac{0,2 \cdot 15 + 0,01 \cdot 15 + 0,015 \cdot 200 + 0,005 \cdot 10}{8760} = 399 \cdot 10^{-6} \text{ о. е.}$$

Среднее время послеаварийного восстановления ветви подстанции

$$T_{BII} = T_{BIII} = \frac{8760 \cdot K_{BII}}{\omega_{II}} = \frac{8760 \cdot 399 \cdot 10^{-6}}{0,05} = 70 \text{ ч.}$$

Показатели надежности всей подстанции с учетом плановых отключений

$$\omega_{IV} = \omega_{II} \cdot K_{B,III} + \omega_{III} \cdot K_{B,II} + \mu_{II,МАКС} \cdot K_{H,II} \cdot K_{B,III} + \mu_{III,МАКС} \cdot K_{H,III} \cdot K_{B,II},$$

где $K_{H,II} = K_{H,III} = 1 - e^{-\frac{T_{ПЛ,II,МАКС}}{T_{B,III}}} = 1 - e^{-\frac{30}{70}} = 0,348$ – коэффициент, учитывающий совпадение планового ремонта и аварийного выхода из работы. В связи с симметричной конструкцией подстанции последнее выражение упрощается

$$\omega_{IV} = 2 \cdot \omega_{II} \cdot K_{B,III} + 2 \cdot \mu_{II,МАКС} \cdot K_{H,II} \cdot K_{B,III} =$$

$$= 2 \cdot 0,05 \cdot 399 \cdot 10^{-6} + 2 \cdot 1,0 \cdot 0,348 \cdot 399 \cdot 10^{-6} = 31810^{-6} \text{ год}^{-1};$$

$$K_{B,IV} = K_{B,II} \cdot K_{B,III} + K_{H,II} \cdot K_{ПЛ,II,МАКС} \cdot K_{B,III} + K_{H,III} \cdot K_{ПЛ,III,МАКС} \cdot K_{B,II} =$$

$$= K_{B,II}^2 + 2 \cdot K_{H,II} \cdot K_{ПЛ,II,МАКС} \cdot K_{B,III} =$$

$$= (399 \cdot 10^{-6})^2 + 2 \cdot 0,348 \cdot \frac{1,0 \cdot 30}{8760} \cdot 399 \cdot 10^{-6} \approx 10^{-6} \text{ о. е.}$$

Полученные показатели надежности подстанции являются общими для всех вариантов.

Результирующие показатели надежности для первого варианта

$$\omega_V = \omega_I + \omega_{IV} = 0,276 + 0,000318 = 0,2763 \text{ год}^{-1};$$

$$K_{BV} = K_{BI} + K_{BIV} = 665 \cdot 10^{-6} + 10^{-6} = 666 \cdot 10^{-6} \text{ о. е.}$$

Недополучение электроэнергии в аварийных режимах составит

$$\Delta W_1 = W_{\Gamma} \cdot K_{B,V} = 5 \cdot 10^8 \cdot 666 \cdot 10^{-6} = 333250 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Ожидаемый ущерб от перерывов электроснабжения

$$Y_1 = \Delta W_1 \cdot Y_0 = 333250 \cdot 0,44 = 146630 \text{ руб.}$$

Структурная схема надежности СЭС по второму варианту и ее преобразования показаны на рис. 10.10. Показатели надежности этой схемы:

$$\omega_{IV} = \omega_V = \omega_1 + \omega_2 = 0,023 + 0,20 = 0,223 \text{ год}^{-1};$$

$$K_{B.IV} = K_{B.V} = \frac{\omega_1 \cdot T_{B1} + \omega_2 \cdot T_{B2}}{8760} = \frac{0,023 \cdot 100 + 0,20 \cdot 14}{8760} = 582 \cdot 10^{-6} \text{ о. е.}$$

Время послеаварийного восстановления

$$T_{B.IV} = T_{B.V} = \frac{8760 \cdot K_{B.IV}}{\omega_{IV}} = \frac{8760 \cdot 582 \cdot 10^{-6}}{0,223} = 41 \text{ ч.}$$

Производим параллельное сложение блоков IV и V с учетом их плановых ремонтов:

$$\omega_{VI} = 2 \cdot \omega_{IV} \cdot K_{B.V} + 2 \cdot \mu_{IV.MAKC} \cdot K_{H.IV} \cdot K_{B.V};$$

$$K_{H.IV} = 1 - e^{-\frac{T_{ПЛ.IV.MAKC}}{T_{B.V}}} = 1 - e^{-\frac{130}{41}} = 0,958;$$

$$\omega_{VI} = 2 \cdot 0,223 \cdot 582 \cdot 10^{-6} + 2 \cdot 5 \cdot 0,958 \cdot \frac{5 \cdot 8}{8760} \cdot 582 \cdot 10^{-6} = 0,00005 \text{ год}^{-1};$$

$$K_{B.VI} = K_{B.IV}^2 + 2 \cdot K_{H.IV} \cdot K_{ПЛ.IV.MAKC} \cdot K_{B.V} = \\ = (582 \cdot 10^{-6})^2 + 2 \cdot 0,958 \cdot \frac{5 \cdot 8}{8760} \cdot 582 \cdot 10^{-6} = 3 \cdot 10^{-6} \text{ о. е.}$$

Считаем, что одновременные плановые ремонты обеих цепей воздушной линии не производятся. Плановые ремонты секционного выключателя напряжением 6–10 кВ производятся без перерыва электроснабжения, т. к. на время ремонта он может быть отделен от схемы разъединителями или выкачен на тележке из ячейки. Тогда

$$\omega_I = \omega_{2-13} + 0,6 \cdot \omega_{11} = 0,05 + 0,6 \cdot 0,005 = 0,053 \text{ год}^{-1};$$

$$K_{B.I} = \frac{\omega_{2-13} \cdot T_{B.2-13} + 0,6 \cdot \omega_{11} \cdot T_{B11}}{8760} = \frac{0,05 \cdot 14 + 0,6 \cdot 0,005 \cdot 10}{8760} = 324 \cdot 10^{-6} \text{ о. е.}$$

Для остальной части схемы показатели надежности те же, что и для первого варианта:

$$\omega_{VII} = 0,000318 \text{ год}^{-1}; \quad K_{B.VII} = 10^{-6} \text{ о. е.}$$

Результирующие показатели надежности второго варианта:

$$\omega_{VIII} = \omega_{VI} + \omega_I + \omega_{VII} = 0,00005 + 0,053 + 0,000318 \approx 0,0533 \text{ год}^{-1};$$

$$K_{B.VIII} = K_{B.VI} + K_{B.I} + K_{B.VII} = 3 \cdot 10^{-6} + 324 \cdot 10^{-6} + 10^{-6} = 328 \cdot 10^{-6} \text{ о. е.}$$

Недополучение электроэнергии в аварийных режимах составит

$$\Delta W_2 = W_{\Gamma} \cdot K_{B.VIII} = 5 \cdot 10^8 \cdot 328 \cdot 10^{-6} = 163400 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Ожидаемый ущерб от перерывов электроснабжения

$$Y_2 = \Delta W_2 \cdot Y_0 = 163400 \cdot 0,44 = 71940 \text{ руб.}$$

Структурная схема надежности СЭС по третьему варианту и её преобразования показаны на рис. 10.11. Показатели надежности для этой схемы:

$$\omega_{IV} = \omega_1 + \omega_2 = 0,023 + 0,25 = 0,273 \text{ год}^{-1};$$

$$K_{B.IV} = \frac{\omega_1 \cdot T_{B1} + \omega_2 \cdot T_{B2}}{8760} = \frac{0,023 \cdot 100 + 0,25 \cdot 14}{8760} = 662 \cdot 10^{-6} \text{ о. е.};$$

$$T_{B.IV} = \frac{8760 \cdot K_{B.IV}}{\omega_{IV}} = \frac{8760 \cdot 662 \cdot 10^{-6}}{0,273} = 21,2 \text{ ч};$$

$$\omega_V = \omega_{12} + \omega_{13} = 0,0242 + 0,35 = 0,374 \text{ год}^{-1};$$

$$K_{B.V} = \frac{\omega_{12} \cdot T_{B12} + \omega_{13} \cdot T_{B13}}{8760} = \frac{0,0242 \cdot 100 + 0,35 \cdot 14}{8760} = 835 \cdot 10^{-6} \text{ о. е.};$$

$$T_{B.V} = \frac{8760 \cdot K_{B.V}}{\omega_V} = \frac{8760 \cdot 835 \cdot 10^{-6}}{0,374} = 19,6 \text{ ч.}$$

Производим параллельное сложение блоков V и VI с учетом их плановых отключений:

$$\omega_{VI} = \omega_{IV} \cdot K_{B.V} + \omega_V \cdot K_{B.IV} + \mu_{IV.MAKC} \cdot K_{H.IV} \cdot K_{B.V} + \mu_{V.MAKC} \cdot K_{H.V} \cdot K_{B.IV};$$

$$K_{H.IV} = 1 - e^{-\frac{T_{III.IV.MAKC}}{T_{B.V}}} = 1 - e^{-\frac{130}{19,6}} = 0,9987;$$

$$K_{H.V} = 1 - e^{-\frac{T_{III.V.MAKC}}{T_{B.IV}}} = 1 - e^{-\frac{130}{21,2}} = 0,9978;$$

$$\omega_{VI} = 0,273 \cdot 835 \cdot 10^{-6} + 0,374 \cdot 662 \cdot 10^{-6} + 5 \cdot 0,9987 \cdot 835 \cdot 10^{-6} + 5 \cdot 0,9978 \cdot 662 \cdot 10^{-6} = 0,00795 \text{ год}^{-1};$$

$$\begin{aligned} K_{B.VI} &= K_{B.IV} \cdot K_{B.V} + K_{H.IV} \cdot K_{III.IV.MAKC} \cdot K_{B.V} + K_{H.V} \cdot K_{III.V.MAKC} \cdot K_{B.IV} = \\ &= 662 \cdot 10^{-6} \cdot 835 \cdot 10^{-6} + 0,9987 \cdot \frac{5 \cdot 8}{8760} \cdot 835 \cdot 10^{-6} + 0,9978 \cdot \frac{5 \cdot 8}{8760} \cdot 662 \cdot 10^{-6} = \\ &= 7,8 \cdot 10^{-6} \text{ о. е.} \end{aligned}$$

Надежность блока I определяется без учета плановых ремонтов, т. к. секционный выключатель во время ремонта отделяется от сети:

$$\omega_I = 0,6 \cdot \omega_{11} = 0,6 \cdot 0,005 = 0,003 \text{ год}^{-1};$$

$$K_{B.I} = \frac{0,6 \cdot \omega_{11} \cdot T_{B11}}{8760} = \frac{0,6 \cdot 0,005 \cdot 10}{8760} = 3,4 \cdot 10^{-6} \text{ о. е.}$$

Показатели надежности блока VII определялись при расчете первого варианта:

$$\omega_{VII} = 0,000318 \text{ год}^{-1}; \quad K_{B.VII} = 10^{-6} \text{ о. е.}$$

Результирующая надежность схемы третьего варианта:

$$\omega_{\text{VIII}} = \omega_{\text{VI}} + \omega_{\text{I}} + \omega_{\text{VII}} = 0,00795 + 0,003 + 0,000318 = 0,011268 \text{ год}^{-1};$$

$$K_{\text{BVIII}} = K_{\text{BVI}} + K_{\text{BI}} + K_{\text{BVII}} = 7,8 \cdot 10^{-6} + 3,4 \cdot 10^{-6} + 10^{-6} = 12,2 \cdot 10^{-6} \text{ о. е.}$$

Ожидаемое недополучение электроэнергии от перерывов электроснабжения

$$\Delta W_3 = W_{\Gamma} \cdot K_{\text{B.VIII}} = 5 \cdot 10^8 \cdot 12,2 \cdot 10^{-6} = 16100 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Ожидаемый ущерб

$$Y_3 = \Delta W_2 \cdot Y_0 = 6100 \cdot 0,44 = 2684 \text{ руб.}$$

Определяем затраты на сооружение и эксплуатацию СЭС по вариантам. Считаем, что во всех вариантах применяется типовая подстанция с двумя трансформаторами стоимостью 342840 руб. Изменения в капитальных затратах по вариантам связаны с изменением числа линий и установкой дополнительных выключателей на головных участках линий. Показатели стоимости воздушных линий и выключателей напряжением 110 кВ приведены в табл. 7.6.

Таблица 7.6

Элементы	Стоимость с учётом строительства и монтажных работ
Одноцепная линия на железобетонных опорах с площадью сечения проводов, мм ² :	
150	6565 руб./км
70	5555 руб./км
Двухцепная линия на железобетонных опорах с площадью сечения проводов 70 мм ²	8738 руб./км
Выключатель 110 кВ	22290 руб.

Капитальные затраты на сооружение линий с установкой выключателей:

– для первого варианта

$$K_1 = 6567 \cdot 25 + 22290 = 186465 \text{ руб.};$$

– для второго варианта

$$K_2 = 8738 \cdot 25 + 2 \cdot 22290 = 263030 \text{ руб.};$$

– для третьего варианта

$$K_3 = 5555 \cdot (25 + 35) + 2 \cdot 22290 = 377880 \text{ руб.}$$

Эксплуатационные расходы определяются исходя из следующих допущений: во-первых, затраты на эксплуатацию подстанции не учитываются, они во всех вариантах одинаковы; во-вторых, для воздушных линий не учитывается стоимость потерь электроэнергии (примем, что она примерно

одинакова во всех вариантах). Нормы амортизационных ля воздушных линий составляют 3,5 %, для выключателей – 9 %.

Эксплуатационные расходы по вариантам:

$$И_1 = 6567 \cdot 25 \cdot 0,035 + 22290 \cdot 0,09 = 7752 \text{ руб.};$$

$$И_2 = 8738 \cdot 25 \cdot 0,035 + 2 \cdot 22290 \cdot 0,09 = 11658 \text{ руб.};$$

$$И_3 = 5555 \cdot (25 + 35) \cdot 0,035 + 2 \cdot 22290 \cdot 0,09 = 15678 \text{ руб.}$$

Суммарные, учитываемые в расчете затраты по вариантам:

$$З_1 = E_H \cdot K_1 + И_1 + Y_1 = 0,12 \cdot 186465 + 7752 + 146630 = 176758 \text{ руб.};$$

$$З_2 = E_H \cdot K_2 + И_2 + Y_2 = 0,12 \cdot 263030 + 71940 + 11658 = 115161 \text{ руб.};$$

$$З_3 = E_H \cdot K_3 + И_3 + Y_3 = 0,12 \cdot 377880 + 15658 + 2684 = 63688 \text{ руб.}$$

Оптимальным является третий вариант, отвечающий минимуму приведённых затрат.

7.3.5. Сравнительная оценка надежности типовых подстанций напряжением 35–110–220 кВ

Проведем сравнение типовых схем внешнего электроснабжения, применяемых на промышленных предприятиях (рис. 7.12 [Гук-74]). Большинство сооружаемых в настоящее время ГПП имеют со стороны высшего напряжения упрощенную схему с отделителями и короткозамкательями. Отказ от установки масляного или воздушного выключателя дает экономию капитальных и эксплуатационных затрат, сокращает сроки сооружения подстанции. Перемычки на стороне высшего напряжения увеличивают маневренность коммутаций тупиковых подстанций, особенно, если их оборудуют отделителем с приводом двухстороннего действия. На тупиковых подстанциях, выполненных в виде блока «радиальная линия – трансформатор», отделители можно не ставить.

При эксплуатации упрощенных подстанций выявились существенные недостатки в работе отделителей и короткозамкателей открытого исполнения. Время срабатывания этих аппаратов велико, что затрудняет автоматическое повторное включение головного выключателя и вызывает развитие возникшего в трансформаторе повреждения. Кроме того, включение короткозамкателя вызывает резкое снижение напряжения на питающей подстанции. Если в качестве головного выключателя применен воздушный выключатель напряжением 110–220 кВ, то установка короткозамкателя в зоне 0,5–6 км недопустима из-за километрического эффекта. В этой зоне короткозамкатель заменяют различными системами телеотключающего импульса с сохранением за короткозамкателем функции резервирования. Применение телеотключающего импульса позволяет также избежать снижения напряжения, вызываемого включением короткозамкателя.

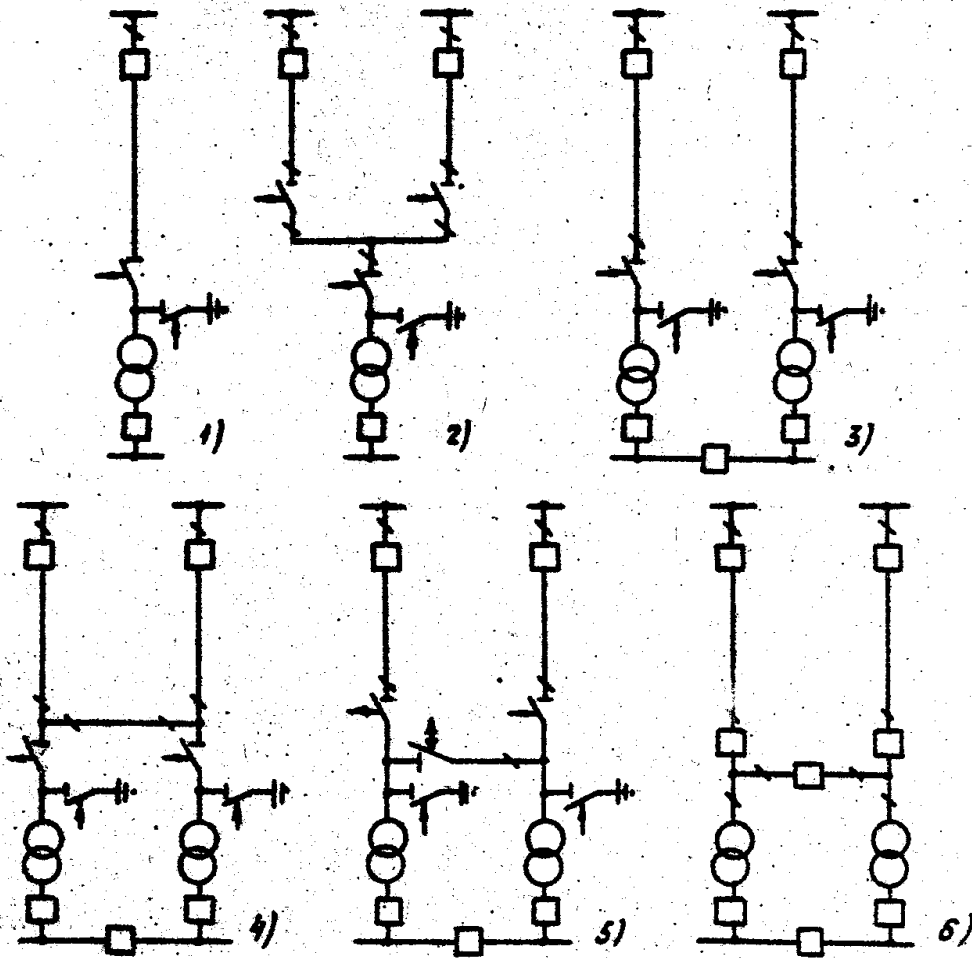


Рис. 7.12. Сравнение типовых схем внешнего электроснабжения

В табл. 7.7 приведены показатели надежности для схем, представленных на рис. 7.12.

Таблица 7.7

Схема	ω_{Σ} , год ⁻¹	n, год ⁻¹	T_B , ч	K_B , о. е.	$K_{пл}$, о. е.	Вывод
1	0,401	0,3048	12,5	$5,7 \cdot 10^{-4}$	0,19	Наилучшая по ω_{Σ}
2	0,793	0,1160	14,4	$1,8 \cdot 10^{-4}$	0,005	—
3	0,802	0,0154	12,0	$0,21 \cdot 10^{-4}$	—	Наилучшая по n
4	0,804	0,0164	10,3	$0,19 \cdot 10^{-4}$	—	—
5	0,823	0,1660	11,6	$0,22 \cdot 10^{-4}$	—	—
6	0,758	0,0250	5,6	$0,16 \cdot 10^{-4}$	—	Наилучшая по T_B и K_B

Из анализа табл. 10.7 можно сделать следующие выводы. С увеличением количества оборудования в схеме растёт значение суммарного параметра потока отказов ω_{Σ} . С точки зрения бесперебойности электроснабжения (количества отключений n) лучшей является схема 3. Схема 6 лучшая с точки зрения времени восстановления и коэффициента аварийного про-

стоя, но она приблизительно в 10 раз дороже самой сложной из упрощенных схем 5. Тупиковые подстанции ПП, выполняемые по схемам 3, 4, 5, близки к оптимальному решению как с точки зрения бесперебойности, так и экономичности.

7.4. Надёжность электрических сетей внутреннего электроснабжения ПП

7.4.1. Особенности построения СЭС ПП

Значительное влияние на конфигурацию и состав структурных схем надёжности распределительных сетей оказывают выключатели и их размещение в исходной электрической схеме. На рис. 7.13 показаны исходная электрическая схема и структурная схема надёжности для потребителя П1. Выключатели В2, В3, В4 введены в структурную схему надёжности потребителя П1 последовательно, т. к. отказы этих выключателей, связанные с протеканием токов КЗ, приводят к отключению головного выключателя В и к перерыву питания потребителя П1. Элементы, расположенные ниже выключателей В2, В3, В4, на надёжность электроснабжения потребителя П1 влияния не оказывают.

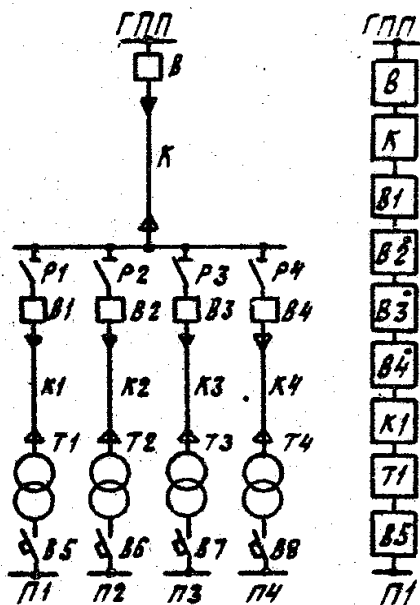


Рис. 7.13. Принципиальная схема и структурная схема надёжности

Блоки В2, В3, В4 в структурной схеме надёжности имеют метки в виде точек, что означает возможность замены времени восстановления T_B элементов на время коммутационных переключений T_K . Это связано с тем, что при отказе, например, выключателя В2, электроснабжение потребителя П1 будет восстановлено не после ремонта этого выключателя, а после его отделения от сети разъединителем Р2 или после выкатывания тележки выключателя из ячейки комплектного распределительного устройства.

Восстановление электроснабжения потребителей при отказах электрических цепей зависит от времени коммутационных переключений

$$T_K = t_0 + t_p \cdot n_p, \quad (7.30)$$

где t_0 – время, необходимое для определения поврежденного элемента (для распределительных устройств, например, $t_0 \approx 0,1-0,3$ ч); t_p – время, затрачиваемое на одну операцию включения или отключения одного коммута-

ционного элемента (разъединителя, выключателя и т. д.), $t_p = 0,1-0,5$ ч; n_p – число элементов, которые нужно отключить или включить для отделения поврежденного участка сети и обеспечения электроснабжения остальных.

В электрической схеме (рис. 7.13) число операций при отказе выключателя В2 равно 2, т. е. отключают разъединитель Р2 (или выкатывают тележку этого выключателя) и включают головной выключатель В.

При рассмотрении надежности СЭС следует учитывать, что не любой отказ выключателей (например, В2, В3, В4, рис. 7.13) приводит к погашению напряжения на шинах потребителя. Отказы, выявляемые при осмотрах и составляющие около 40 % общего числа отказов выключателя, учитывать не нужно. Для них параметр потока внезапных отказов принимают

$$\omega_i' = 0,6 \cdot \omega_i, \quad (7.31)$$

где ω_i – табличное (расчетное) значение параметра потока отказов для выключателя.

Выключателям В2, В3, В4 в структурной схеме надежности соответствуют блоки с метками и для них не учитывают показателя плановых ремонтов (μ и T_B) – эти ремонты не приводят к перерыву электроснабжения потребителя П1.

При составлении структурных схем надежности в них можно не включать блоки, соответствующие разъединителям, т. к. их надежность очень высока, и обычно числом отказов разъединителей пренебрегают или включают его в число отказов выключателя.

7.4.2 Радиальные схемы

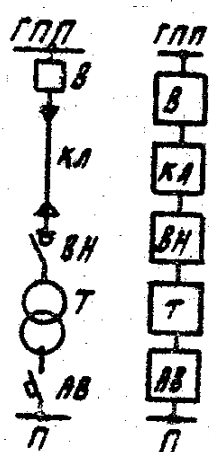


Рис. 7.14.

Повреждение любого элемента одной радиальной линии (рис. 7.14) вызывает отключение только этой линии.

Коэффициент аварийного простоя низковольтного электроприемника П определяется выражением

$$K_B = \frac{\sum_{i=1}^n \omega_i \cdot T_{Bi}}{8760}, \quad (7.32)$$

где ω_i – параметр потока отказов i -го элемента радиальной линии; T_{Bi} – время восстановления i -го элемента радиальной линии.

7.4.3. Радиально-ступенчатые схемы

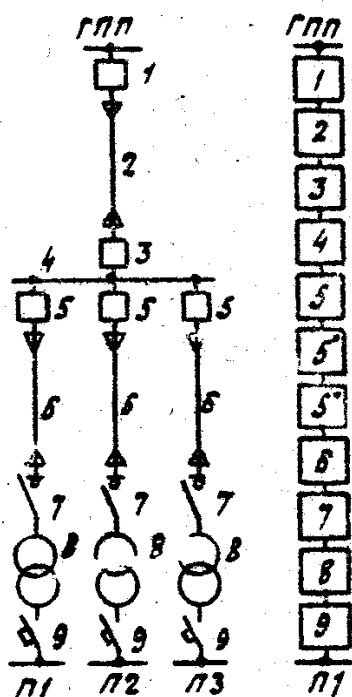


Рис. 7.15 Радиально-ступенчатая схема электроснабжения

Электрическая схема и структурная схема надёжности приведена на рис. 7.15. В радиально-ступенчатой схеме по сравнению с радиальной появляется дополнительный элемент – высоковольтный распределительный пункт 4, который обычно комплектуется из комплектов распределительных шкафов.

При повреждении в сети любого из элементов 1–5 вся система отключается одним выключателей 1 или 3. Однако при отказе выключателей 5 других линий следует учитывать только часть их отказов (см. п. 7.3.1). Если повреждается один или несколько элементов 6–9, то выключателем 5 отключается соответствующая радиальная линия, а остальная часть схемы остаётся под напряжением.

Коэффициент аварийного простоя одной радиально-ступенчатой схемы

$$K_B = \frac{\sum_{i=1}^5 \omega_i \cdot T_{B_i} + 0,6 \cdot (n-1) \cdot \omega_5 \cdot T_{B_5} + \sum_{i=6}^9 \omega_i \cdot T_{B_i}}{8760}, \quad (7.33)$$

где n – число радиальных линий, питающихся от высоковольтного распределительного пункта

7.4.4. Магистральные схемы

Надёжность электроснабжения магистральных схем зависит от способа присоединения трансформаторных подстанций к линии, а также от типов коммутационных аппаратов. Рассмотрим три случая:

1. Ответвления присоединяются к магистральной линии без коммутационных аппаратов (рис. 7.16, в). В этом случае повреждение любого элемента будет вызывать отключение всей магистрали. Коэффициент аварийного простоя одного ответвления будет обусловлен суммой коэффициентов аварийного простоя элементов всех ответвлений:

$$K_B = \frac{\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq 3}}^6 \omega_i \cdot T_{Bi} + (n-1) \cdot \sum_{i=3}^6 \omega_i \cdot T_{Bi}}{8760}, \quad (7.34)$$

где n – число ответвлений от магистральной линии.

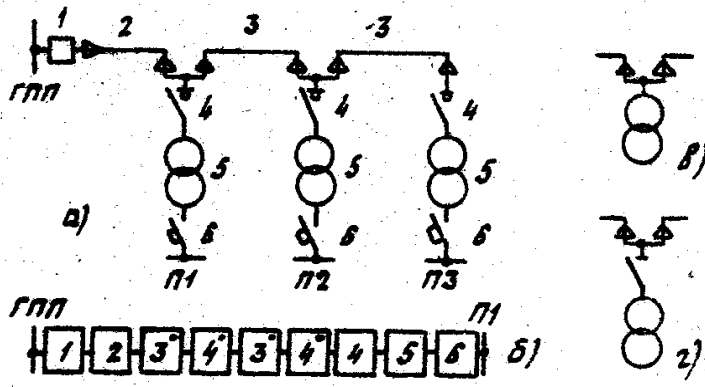


Рис. 7.16. Магистральная схема

2. В местах присоединения ответвлений к магистральной линии установлены разъединители (рис. 7.16, г). Ответвления с поврежденными элементами будут отключаться вручную за время t_{p4} , (время отключения разъединителя 4). Коэффициент аварийного простоя одного ответвления обусловлен суммой коэффициентов аварийного простоя эле-

ментов магистрали 1, 2, элементов данного ответвления 4, 5, 6, элементов 3, 4 других участков магистрали и суммой приведенных коэффициентов аварийного простоя элементов 5, 6 других ответвлений

$$K_B = \frac{\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq 3}}^6 \omega_i \cdot T_{Bi} + (n-1) \cdot \left(\sum_{i=3}^4 \omega_i \cdot T_{Bi} + \sum_{i=5}^6 \omega_i \cdot t_{p4} \right)}{8760}. \quad (7.35)$$

3. В местах присоединения ответвлений к магистральной линии установлены выключатели с максимальной токовой защитой или выключатели нагрузки с предохранителями или без них (рис. 7.16, а). В этом случае повреждение любого элемента чужого ответвления будет приводить к автоматическому отключению этого ответвления. Коэффициент аварийного простоя электроприемника П

$$K_B = \frac{\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq 3}}^6 \omega_i \cdot T_{Bi} + (n-1) \cdot \sum_{i=3}^4 \omega_i \cdot T_{Bi}}{8760}. \quad (7.36)$$

7.4.5. Схема одиночных магистралей с секционированием их разъединителем

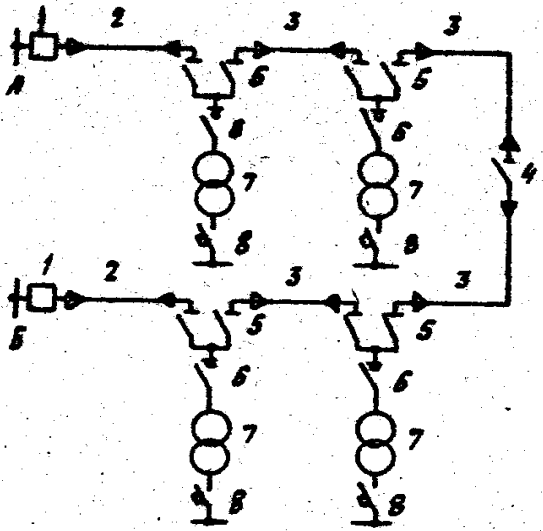


Рис. 7.17. Схема одиночных магистралей с секционированием их разъединителем

Надежность такой схемы (рис. 7.17) выше надежности схемы с одиночными не секционированными магистралями. В этой схеме создается возможность переключения оборудования с поврежденной магистрали на исправную. Продолжительность аварийного простоя потребителя П1, питающегося от сборных шин 0,4 кВ ТП, будет определяться временем восстановления T_B отказавшего ответвления, временем t_{P5} , необходимым для отключения поврежденной части магистрали, и временем t_{P4} , необходимым для включения секционного аппарата. Коэффициент аварийного простоя

$$K_B = \left\{ \sum_{i=6A}^{8A} \omega_i \cdot T_{Bi} + \left[\sum_{i=1A}^{2A} \omega_i + (n-1) \cdot (\omega_{3A} + 2\omega_{5A} + \omega_{6A}) \right] \cdot t_{P5} + \right. \\ \left. + \left[\sum_{i=1B}^{2B} \omega_i + (n-1) \cdot (\omega_{3B} + 2\omega_{5B} + \omega_{6B}) \right] \cdot t_{P4} \right\} / 8760. \quad (7.37)$$

Следует отметить, что времена t_{P4} и t_{P5} значительно меньше времени T_B , за счет чего и обеспечивается повышение надежности.

7.4.6. Схема питания электроприемников от двух магистральных линий

В этой схеме (рис. 7.18) имеется возможность переключения питания оборудования напряжением 380 В с отказавшей магистралью А или Б на исправную.

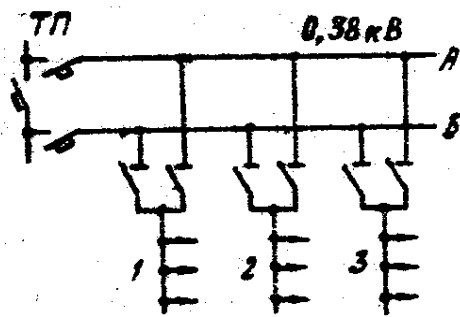


Рис. 7.18. Схема питания электроприемников от двух магистральных линий

Коэффициент аварийного простоя K_B оборудования, подключенного к линии 1, питаемой от магистрали А, будет определяться суммой коэффициентов аварийных простоев элементов других линий, присоединенных к той же магистрали А, с учетом переключения их на магистраль Б, и коэффициента одновременного аварийного простоя обеих магистралей:

$$K_B = \sum_{i=1}^K K_{Bi} + \sum_{j=3}^L K_{Bj} + K_B^2, \quad (7.38)$$

где K – число элементов, присоединенных к линии 1; L – число элементов других линий, присоединенных к магистрали А.

Коэффициент одновременного аварийного простоя двух магистралей

$$K_B^2 = K_{B,A} + K_{B,B}. \quad (7.39)$$

Тогда можно записать

$$K_B = \frac{\sum_{i=1}^K \omega_i \cdot T_{Bi} + t_p \cdot \sum_{j=1}^L \omega_j + \left(\sum_{i=1}^K \omega_i \cdot T_{Bi} \right) \cdot \left(\sum_{j=1}^L \omega_j \cdot T_{Bj} \right)}{8760}. \quad (7.40)$$

7.5. Повышение надёжности электроснабжения ПП

7.5.1. Требования к надёжности электроснабжения потребителей электроэнергии

Учет надёжности при планировании развития СЭС ПП и при проектировании её отдельных звеньев, а также в условиях эксплуатации состоит в том, чтобы при известной надёжности элементов обеспечить оптимальную с народнохозяйственной точки зрения надёжность электроснабжения потребителей.

Надёжность СЭС ПП закладывается на стадиях проектирования. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) являются основным документом, в соответствии с которым принимаются решения при проектировании, сооружении и эксплуатации электроустановок. В ПУЭ предписываются основные технические способы обеспечения необходимого уровня надёжности электроснабжения потребителей всех категорий.

Электроприёмники 1-й категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания (ИП), и перерыв электроснабжения при отказе одного из ИП допускается только не время автоматического восстановления питания. Независимыми ИП считайся две сек-

ции сборных шин подстанции при соблюдении требований: каждая из секций питается от отдельного источника и секции не связаны между собой либо эта связь автоматически отключается при нарушении нормальной работы одной из секций.

Для электроснабжения электроприемников особой группы 1-й категории необходимо предусматривать питание от третьего независимого ИП. Мощность этого ИП должна быть такова, чтобы обеспечить нормальное функционирование только потребителей особой группы или безаварийный останов соответствующего технологического процесса. Время ввода третьего ИП определяется технологическими особенностями производства и может изменяться от долей секунды до нескольких минут.

Электроприемники 2-й категории должны питаться от двух независимых ИП, но в отличие от потребителей 1-й категории допускается перерыв электроснабжения на время ввода резервного питания вручную. Допускается питание этих электроприемников по одной воздушной линии, или по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему коммутационному аппарату, или от одного трансформатора при наличии централизованного резерва трансформаторов. Такое допущение возможно, если аварийный ремонт линий или замена трансформатора будут осуществлены за одни сутки.

Электроприемники 3-й категории могут питаться от одного ИП при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта линий или замены поврежденного элемента СЭС, не превышают одних суток.

7.5.2. Направления повышения надежности электроснабжения

Основные направления повышения надежности электроснабжения [Эдельман, Надежность-Зорин]:

1. Создание рациональных схем электроснабжения, обладавших повышенной степенью надежности.
2. Повышение надежности элементов СЭС.
3. Совершенствование или внедрение устройств электроавтоматики и применение телемеханики.
4. Улучшение эксплуатационного обслуживания СЭС.

Кроме перечисленных направлений повышения надежности СЭС следует отметить некоторые факторы, влияющие на надежность:

1. Качество электрической энергии.
2. Правильный выбор режима нейтрали электрических сетей.
3. Оптимизация токов короткого замыкания.

Рассмотрим подробнее указанные направления и факторы повышения надежности СЭС ПП.

Разработка рациональных схем электроснабжения. Важным направлением мероприятий по повышению надежности электроснабжения является разработка принципиально новых рациональных схем электроснабжения, реконструкция и модернизация существующих. Основную долю аварийных отключений в СЭС вызывают повреждения питающих линий, поэтому нужно стремиться приближать ИП к крупным электроприемникам или узлам нагрузки.

На всех ступенях СЭС нужно применять простейшие схемы электрических соединений с минимальным количеством коммутационных аппаратов на стороне высшего напряжения, а также использовать минимальное количество и минимальную протяженность кабельных линий.

Из анализа схем электроснабжения известно, что наиболее надежны радиальные и радиально-ступенчатые схемы. Однако радиальные линии характеризуются большим количеством кабелей, отходящих от ГПП и РП. Менее надежна магистральная схема. Распределение электроэнергии от ГПП и РП на напряжении 6–10–35 кВ на больших энергоемких предприятиях должно осуществляться с помощью токопроводов.

При построении схем электроснабжения потребителей 1-й и 2-й категорий должно проводиться глубокое секционирование во всех звеньях СЭС от узловой подстанции энергосистемы до цеховых электрических сетей напряжением 380 В.

Кардинальным средством повышения надежности СЭС является введение резервных связей и коммутационных аппаратов, позволяющих выделять поврежденный участок и тем самым обеспечивать питание других потребителей. Следует отметить, что никакие мероприятия из снижающих число повреждений электрооборудования и время его восстановления в принципе не могут довести до нуля недоотпуск электроэнергии, т. к. предотвратить все повреждения невозможно, а время восстановления не может быть меньше времени ремонта или замены поврежденного элемента. Резервирование – единственное мероприятие, которое может снизить до нуля недоотпуск электроэнергии. Одновременно это мероприятие дает возможность выполнять плановые ремонты и преднамеренные отключения без обесточивания потребителей. Но повышения надежности СЭС за счет резервирования можно добиваться не беспредельно: многократное резервирование не всегда приводит к существенному повышению надежности и в то же время требует значительных капитальных вложений и последующих эксплуатационных затрат. Поэтому в ряде случаев экономически целесообразно отказаться от дорогостоящего резервирования в СЭС и повысить надежность технологического процесса, например, ввести технологическое резервирование.

Повышение надежности элементов СЭС. Принципиально новые конструктивные решения элементов СЭС, например, применение комплектных распределительных устройств с элегазовой или вакуумной изо-

ляцией, кабелей с твердой изоляцией напряжением 110 кВ и более, вакуумных и элегазовых выключателей, силовых трансформаторов с литой изоляцией и т. п., позволяют снизить общее число повреждений СЭС и время ее аварийного восстановления. Новые типы электрооборудования могут использоваться не только при проектировании и реконструкции СЭС, но и при её модернизации.

Надежность работы электрооборудования во многом определяется качеством технического обслуживания и ремонта, которое зависит от квалификации электротехнического персонала, а также от его оснащения техническими средствами.

Существенным мероприятием является выявление элементов СЭС с пониженным уровнем надежности путем статистической обработки данных работы СЭС, что в последующем используется при разработке новых типов и конструкций элементов.

Применение устройств релейной защиты и автоматики. Надежность работы СЭС повышается при широком использовании автоматики нормального режима и быстродействующей автоматики аварийных режимов.

Автоматика нормального режима обеспечивает соответствующее качество электроэнергии путем регулирования напряжения (регуляторы реактивной нагрузки синхронных компенсаторов, напряжения силовых трансформаторов, мощности конденсаторных батарей и др.).

Автоматика аварийных режимов состоит из устройств релейной защиты, действующей на отключение поврежденных элементов при коротких замыканиях, автоматики аварийного ввода резерва (АВР) и автоматики повторного включения (АПВ) элементов системы после их автоматического отключения. Действие этой автоматики, с одной стороны, локализует масштабы повреждений оборудования, а с другой стороны, повторным включением или вводом резерва сокращает продолжительность внезапных перерывов электроснабжения.

Разновидностью автоматики аварийных режимов является противоаварийная автоматика. В её состав входят устройства автоматической разгрузки по частоте (АЧР) и по напряжению.

В последнее время начинает разрабатываться профилактическая защита (различного рода устройства диагностики), которые сообщают информацию о состоянии того или иного элемента СЭС и о возникающей опасности его повреждения.

Использование средства телемеханики значительно сокращает время, затрачиваемое оперативным персоналом на технологические переключения как при ликвидации аварий в СЭС, так и при восстановлении нормального режима ее работы.

Улучшение эксплуатационного обслуживания СЭС. На стадиях конструирования и изготовления оборудования и проектирования СЭС закла-

дываются только основы надежного электроснабжения. От того, как организована и ведется эксплуатация, зависит, насколько близко к оптимальному осуществляется реализация заложенных в СЭС возможностей.

Эксплуатационное обслуживание СЭС – это комплекс взаимосвязанных воздействий по поддержанию и восстановлений состояния её элементов в пределах, обеспечивающих заданные показатели надежности при помощи соответствующих материально-технических ресурсов. Рациональная эксплуатация СЭС способствует сокращению числа и продолжительности аварийных и плановых отключений потребителей.

Как показывает статистический анализ работы СЭС, большая часть всех повреждений происходит по прямой вине обслуживающего персонала из-за недостаточного уровня технического обслуживания и ремонта СЭС. Поэтому нужно уделять большее внимание повышению культуры эксплуатации СЭС.

Основным мероприятием сокращения числа аварийных отключений является оптимизация периодичности планово-предупредительных ремонтов. Важное значение имеет также организация сезонности выполнения работ, что способствует снижению потока отказов в соответствующие периоды года.

Существенное значение имеет организация комплексных ремонтов оборудования СЭС, которая заключается в одновременном выполнении серии ремонтных работ на данной линии или подстанции. Это значительно сокращает суммарную продолжительность планового простоя оборудования в течение года. Для сокращения продолжительности ремонтных работ нужно применять специальную технику и приспособления. Кроме того, проведение ремонтных работ следует планировать на нерабочие смены или выходные дни.

Факторы, влияющие на надежность СЭС. Качество электроэнергии существенно влияет на экономичные режимы работы электроустановок, их производительность, на качество выпускаемой продукции. Это влияние тем глубже, чем выше степень электрификации производственных процессов, а также чувствительность электроприемников к качеству электроэнергии. В последнее время резко возросла доля нагрузок со специфическим режимом потребления электроэнергии: ударные и резкопеременные нагрузки, нагрузки преобразовательных установок, однофазные нагрузки и др. Нормальная работа электроприемников определяется величиной подведенного напряжения. Кратковременное ухудшение режима напряжения может быть вызвано большими потерями напряжения в элементах СЭС из-за протекания токов КЗ, либо при включении мощных электроприемников или при пуске крупных электродвигателей.

Электроснабжение потребителей будет ненадежным, если отклонение или колебание напряжения U_{Π} , подведенного к зажимам электроприемников или устройствам его управления, окажется ниже технически

допустимой нормы $U_{Т.Н}$ на время t , превышающее критическое значение $t_{кр}$ для данного электроприемника. Условие ненадежной работы потребителя можно сформулировать так

$$U_{П} < U_{Т.Н} \quad \text{при} \quad t > t_{кр}. \quad (10.41)$$

Наиболее чувствительны к таким режимам осветительные приборы, например, газоразрядные лампы, некоторые виды контакторов, питаемые на оперативном переменном токе. Значительные отклонения напряжения грозят вызвать торможение и последующий неудачный самозапуск ответственных электродвигателей и развал технологического процесса. Чувствительно к колебаниям напряжения оборудование, в состав которого входят электронные схемы: ЭВМ, станки с ЧПУ, тиристорные преобразователи и пр.

В результате неисправностей в энергосистемах может возникать дефицит активной мощности, что ведет к снижению частоты и последующему отключению части потребителей при срабатывании АЧР.

Выбор режима нейтрали электрической сети оказывает существенное влияние на надежность электроснабжения потребителей. В электрических сетях с глухо заземленной нейтралью любое повреждение изоляции одной из фаз относительно земли приводит к прекращению электроснабжения потребителей. В сети же с изолированной нейтралью при таком повреждении электроснабжение потребителя сохраняется, однако при значительных токах однофазного замыкания на землю происходит дальнейшее разрушение изоляции фаз с последующим появлением КЗ и аварийным отключением потребителя. Электрическая сеть с компенсированной нейтралью позволяет нормально осуществлять электроснабжение потребителей с токами однофазного замыкания на землю до 100 А, а в некоторых случаях и более. В некоторых электрических сетях с малыми токами однофазного замыкания на землю возможно применение резистивного заземления нейтрали.

Оптимизация токов короткого замыкания предусматривает при их увеличении повышение качества электрической энергии, а при их уменьшении – ограничение повреждения элементов СЭС. Следовательно, выбор параметров токов КЗ должен производиться с учетом возможных ущербов от возникновения КЗ и времени аварийного восстановления СЭС.

Выбор метода повышения надежности СЭС ПП представляет собой техническую и экономическую задачи. Он определяется в условиях проектирования современным или предполагаемым состоянием электротехники, а в условиях эксплуатации – конкретными возможностями ПП. В ряде случаев целесообразно использовать одно направление повышения надежности, в других – комплекс мероприятий.

Заключение. Наука о надежности в своем развитии за короткий промежуток времени достигла значительных результатов. Она получила всеоб-

щее признание тех, кто создает и эксплуатирует современные электротехнические устройства. Это вполне естественно, т. к. без рекомендаций теории надежности не только трудно, но и часто невозможно решать сложные задачи обеспечения нормального функционирования современных СЭС ПП.

С развитием техники будет непрерывно развиваться и наука о надежности. На современном этапе можно указать следующие основные направления развития в области теории и практики надежности: во-первых, дальнейшая разработка теории надежности и новых инженерных методов расчета, моделирования, автоматизации контроля и диагностики, эксплуатации электротехнических установок, во-вторых, создание высоконадежных как элементов, так и самих СЭС ПП.

8. АВТОНОМНЫЕ И АВАРИЙНЫЕ ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ СЭС

8.1. Организация работы аварийных источников питания

В ответственных электроустановках 1-й категории надёжности с целью обеспечения надёжности всю схему электроснабжения делят на две части, каждая из которых питается от своего независимого источника питания [ПУЭ]. Рассмотрим ситуацию на примере трансформаторной подстанции, питающейся от двух независимых источников напряжением 10 кВ (рис. 8.1). ТП состоит из двух независимо работающих понижающих трансформаторов Т1 и Т2 напряжением 10/0,4 кВ, к которым с помощью вводных автоматических выключателей QF1 и QF2 подключены две секции сборных шин 1СШ и 2СШ напряжением 0,4 кВ, от которых питаются электроприёмники. Секции сборных шин при нормальном режиме работают раздельно, а установленный между ними секционный выключатель QF3 нормально отключен. Для взаимного резервирования секций сборных шин предусмотрено устройство автоматического включения резерва секционного выключателя (АВР СВ).

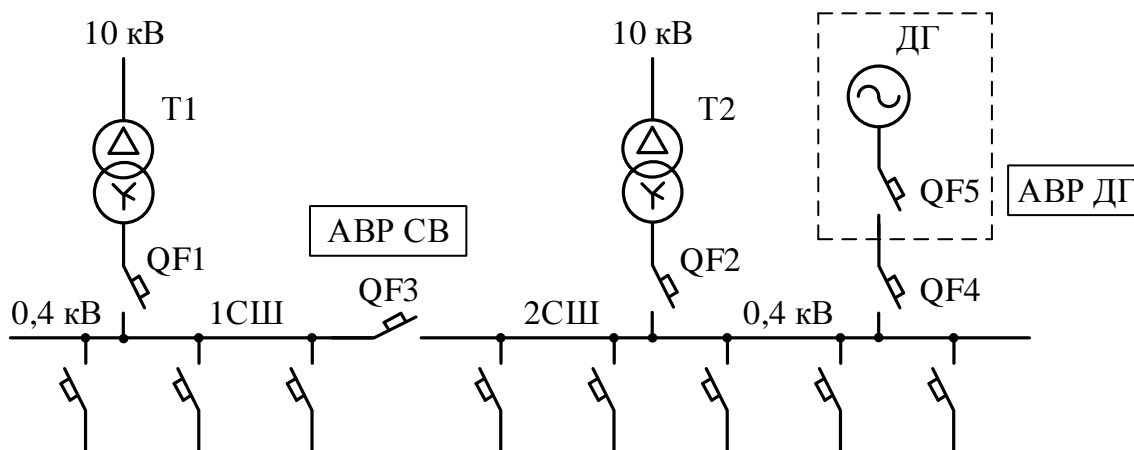


Рис. 8.1 Схема электроснабжения ответственных потребителей

Для ответственных электроприемников особой группы 1-й категории надёжности (от которых зависит безаварийный останов производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров, повреждение дорогостоящего оборудования) предусматривают третий, аварийный источник питания, например, аварийный дизель-генератор (ДГ) напряжением 380 В с быстрым запуском и включением [ПУЭ].

Аварийный дизель-генератор можно подключить к трансформаторной подстанции двумя способами. Один из вариантов его подключения – «развилкой» на обе секции сборных шин напряжением 0,4 кВ, в этом случае он резервирует каждую из подсистем независимо от состояния другой подсистемы. Однако расчеты надёжности электроснабжения показали нецелесо-

образность этого варианта, поскольку вероятность потери питания от основных источников на порядок больше вероятности повреждения секции. Кроме того, осуществление этого варианта связано с неоправданным усложнением первичной и вторичной коммутации. Поэтому в настоящее время аварийный дизель-генератор подключают на одну из секций, а при его недостаточной мощности – по одному на каждую секцию [Беляев-2008, Беляев-2010].

Рассмотрим работу схемы электроснабжения, приведённой на рис. 8.1. При нормальном режиме автоматические выключатели QF1 и QF2 включены и подают напряжение соответственно на 1СШ и 2СШ. Секционный выключатель QF3 отключен, выключатель аварийного ввода QF4 включен (через него осуществляется питание собственных нужд аварийного дизель-генератора), выключатель генератора QF5 отключен.

При исчезновении напряжения на одной из секций и наличии напряжения на другой запускается АВР СВ. После соответствующей выдержки времени АВР СВ отключает выключатель потерявшей питание секции QF1 (QF2), включает секционный выключатель QF3 и обесточенная секция запитывается от другого ввода QF2 (QF1).

При восстановлении напряжения на отключенном вводе QF1 (QF2) работает автоматика возврата к нормальному режиму, которая с установленной выдержкой времени отключает секционный выключатель QF3, включает выключатель ввода QF1 (QF2) и секция запитывается от своего ввода. Схема возвращается в исходное состояние.

При исчезновении напряжения на обоих вводах от трансформаторов Т1 и Т2 (и, соответственно, секциях сборных шин 1СШ и 2СШ) работает устройство автоматического ввода резерва аварийного дизель-генератора (АВР ДГ), которое после установленной выдержки времени отключает выключатели QF1 и QF2 обоих вводов, идёт команда на запуск аварийного дизель-генератора ДГ и включение секционного выключателя QF3, при готовности аварийного дизель-генератора АВР ДГ включает его выключатель QF5. Обе секции сборных шин получают питание от аварийного дизель-генератора ДГ.

При восстановлении напряжения на вводах трансформаторов Т1 и Т2 работает автоматика возврата к нормальному режиму, которая с установленной выдержкой времени даёт команду на останов дизель-генератора ДГ, отключает выключатели QF5 и QF3 и включает выключатели QF1 и QF2 и секции сборных шин 1СШ и 2СШ запитываются от своих вводов – трансформаторов Т1 и Т2. Если напряжение восстановилось только на одном из вводов, то выключатель QF3 не отключают. Схема возвращается в исходное состояние.

При КЗ на секции сборных шин выключатель соответствующего ввода отключается своими защитами, при этом блокируются АВР СВ и АВР ДГ.

Требования к сети, имеющей аварийное электроснабжение. Поскольку аварийный дизель-генератор предназначен для питания только ответственных электроприемников особой группы 1-й категории надёжности и обычно имеет ограниченную мощность. Чтобы не перегрузить генератор, все электроприемники, кроме особо ответственных, отключают при потере основных источников питания защитой минимального напряжения. Затем устройство автоматического ввода резерва дизель-генератора (АВР ДГ) отключает выключатели QF1 и QF2, включает с помощью выключателя QF5 питание от генератора и затем секционный выключатель QF3.

Одновременный групповой самозапуск всех особо ответственных электроприемников от аварийного дизель-генератора может привести к опасному глубокому снижению напряжения на шинах ТП, чрезмерному набору нагрузки на дизель и его остановке. Поэтому применяют поочередный самозапуск электродвигателей. Уставки реле времени принимают такими, чтобы самозапуск следующего электродвигателя начинался в конце пуска предыдущего. При управлении электродвигателями от системы автоматического управления (САУ) технологических установок в них закладывается аналогичный алгоритм.

Разумеется, устройства защиты электрической сети должны быть надёжными, селективными и чувствительными не только в режиме работы сети от основных источников электроснабжения, но и при электроснабжении от аварийных источников, когда токи КЗ существенно меньше, чем в режиме питания от основных источников.

Требования к аварийным дизель-генераторам. Аварийный дизель-генератор, кроме быстрого запуска и включения, должен «вписываться» в прилегающую сеть напряжением 380 В. Это означает, что:

- мощность дизель-генератора должна быть достаточна для обеспечения работы особо ответственных потребителей;

- генератор должен обеспечивать токи КЗ, достаточные для работы защит прилегающей сети и согласования по чувствительности токовых защит генератора с токовыми защитами отходящих линий напряжением 380 В;

- состав защиты генератора должен соответствовать его мощности и условиям применения. Если оказалось, что защита генератора не обладает необходимой чувствительностью при КЗ, то можно пересмотреть построение сети напряжением 380 В (разукрупнить нагрузки, уменьшить номиналы автоматических выключателей отходящих линий), это легко осуществить при проектировании сети, но в условиях действующих установок весьма затруднительно.

Заводы изготовители аварийных дизель-генераторов обычно оснащают их системой автоматического управления (САУ агрегата), которая поддерживает агрегат в состоянии готовности к пуску, осуществляет его автоматический пуск при исчезновении напряжения на вводе к этому генератору.

ру, а также пуск и останов по внешней команде. Современные САУ обеспечивают разворот генератора и включение его автоматического выключателя за время 2–5 с. Доступ к внутренним алгоритмам этой САУ, особенно при ее выполнении на микропроцессорах, практически невозможен. Для согласованного действия этой САУ с автоматикой ТП предусматривают дополнительную автоматику, которую условно называют устройством АВР аварийного дизель-генератора АВР ДГ.

Требования к устройству АВР аварийного дизель-генератора:

– АВР ДГ должно приходить в действие при исчезновении напряжения на обоих вводах и секциях КТП от пускового органа минимального напряжения и блокироваться при КЗ на шинах КТП;

– пусковой орган минимального напряжения АВР ДГ должен иметь выдержку времени для предотвращения излишних действий при КЗ в питающей сети или на отходящих линиях, а также для согласованного действия устройств противоаварийной автоматики в сети;

– пусковой орган минимального напряжения АВР ДГ должен действовать на отключение выключателей рабочих вводов и блокировать АВР СВ перед включением генератора и во время его работы для предотвращения несинхронного включения;

– команда на пуск аварийного дизель-генератора должна даваться по факту отключения выключателей вводов. После окончания пуска САУ агрегата включает автоматический выключатель дизель-генератора;

– если аварийный ввод предусмотрен только на одной из секций ТП, то устройство АВР должно включать секционный выключатель;

– при восстановлении напряжения на одном из вводов должна приходить в действие автоматика возврата от пускового органа максимального напряжения, при этом пуск автоматики возврата должен выполняться с выдержкой времени для предотвращения излишних действий при случайных кратковременных режимах восстановления напряжения и при переходных процессах в питающей сети;

– автоматика возврата должна действовать на останов аварийного дизель-генератора (с отключением автоматического выключателя генератора от САУ агрегата) с последующим включением автомата ввода рабочего питания, на котором восстановилось напряжение, по факту отключения автоматического выключателя генератора. Действие автоматики возврата на включение автоматического выключателя рабочего питания должно быть однократным;

– автоматика возврата должна отключать секционный автоматический выключатель, если напряжение восстановилось на обоих вводах.

О расчёте токов короткого замыкания от генераторов аварийных источников питания. Расчёт токов имеет ряд особенностей и достаточно подробно изложен в книгах [Беляев-2008, Беляев-2010, Соловьёв-2009, Шабад-2010, Шабад-2010].

8.2. Пример применения электроснабжения потребителей особой группы 1-й категории надёжности

Для обеспечения повышенной надежности электроснабжения Ледовой Арены «Трактор» его электроснабжение осуществляется от четырех независимых источников питания, которыми являются две двухтрансформаторные подстанции напряжением 110/10 кВ.

Для непосредственного питания ЛА «Трактор» построен распределительный пункт напряжением 10 кВ (РП-10 кВ) и четыре однотрансформаторные подстанции напряжением 10/0,4 кВ.

Четыре секции РП-10 кВ, питающиеся от двух двухтрансформаторных подстанций напряжением 110/10 кВ, представляют четыре независимых источника питания ИП1–ИП4 (рис. 8.2).

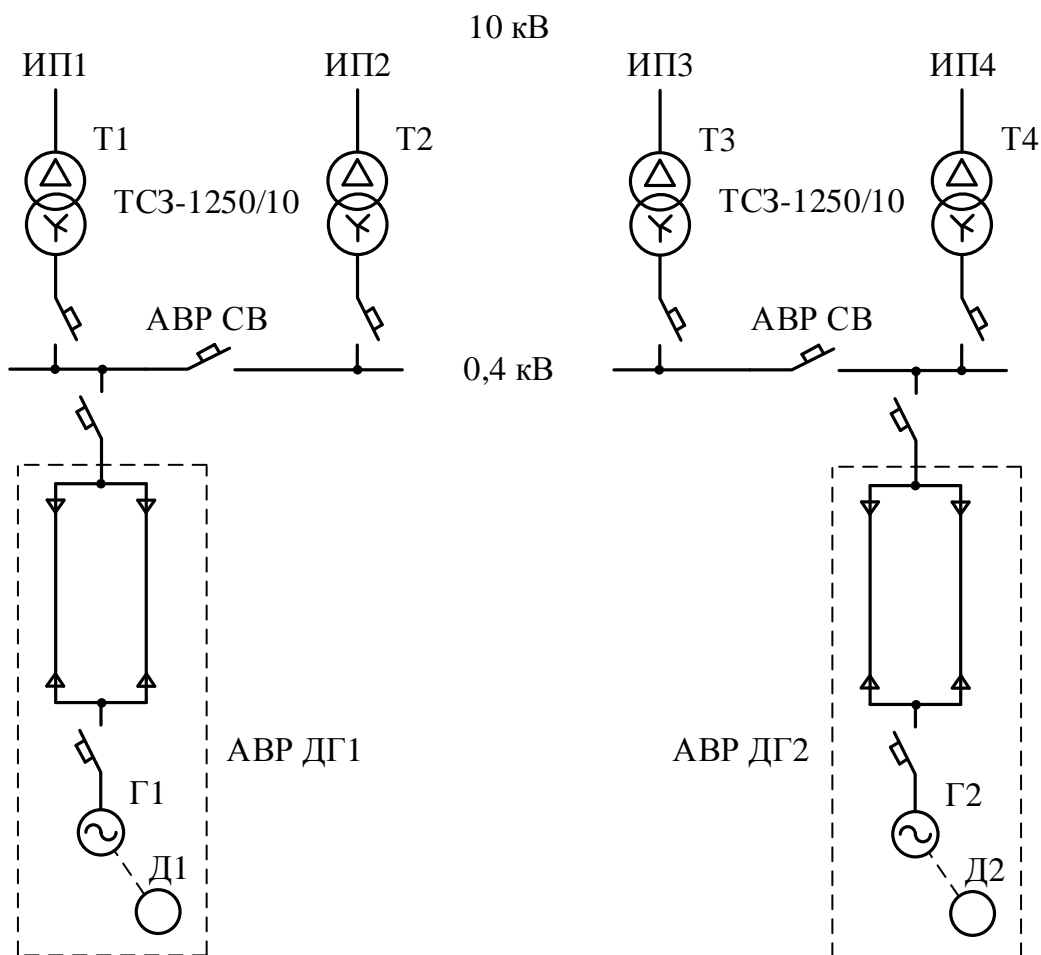


Рис. 8.2. Схема электроснабжения Ледового дворца «Трактор»

Однотрансформаторные подстанции работают попарно, имея между трансформаторами автоматический ввод резерва секционного выключателя АВР СВ.

Для обеспечения аварийного (резервного) электроснабжения электроприемников особой группы 1-й категории надёжности в Ледовом Дворце «Трактор» установлены две дизель-генераторные установки (электростанции) типа ADDo-500 [Дизель] мощностью 500 кВт / 625 кВА – рис. 8.4.

Дизельная электростанция состоит из:

– дизельного двигателя с водяным охлаждением (рис. 8.4, б), произведённого фирмой Doosan; модель P222LE; двигатель 12-цилиндровый с V-образным расположением цилиндров, с непосредственным впрыском; время автономной работы при 100 % мощности 8,1 ч

– синхронного бесщеточного генератора (рис. 8.4, в), произведённого фирмой Marathon Electric, модель 573RSL4032; напряжение 230/400 В; генератор трехфазный, бесщеточный, 4-полюсный, частота вращения вала 1500 об/мин.



а)



б)



в)



г)

Рис. 8.4. Дизель-генераторная установка типа ADDo-500:
а – общий вид; б – дизель; в – генератор; г – блок-контейнеры

Дизель-генераторы размещаются в двух комплектных утепленных и автоматизированных блок-контейнерах (рис.8.4, г)

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит, и кабелей в сетях 0,4 кВ: учебное пособие / А.В. Беляев. – СПб: ПЭИПК, 2008. – 230 с.

Беляев, А.В. Защита, автоматика и управление на электростанциях малой мощности: учебное пособие. 3 части / А.В. Беляев. – СПб: ПЭИПК, 2010. – с.

Будзко, И.А. Электроснабжение сельского хозяйства /И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. – 536 с.

Воротницкий В. Реклоузер – новый уровень автоматизации и управления ВЛ-6(10) кВ / В. Воротницкий, С. Бузин // Новости электротехники. – 2005. – № 3(33).

ГОСТ 11677-85. Трансформаторы (и автотрансформаторы). – М.: Изд-во стандартов, 1986.

ГОСТ 14209-85. Нагрузочная способность трансформаторов (и автотрансформаторов). – М.: Изд-во стандартов, 1986.

Гук, Ю.Б. Оценка надежности электроустановок / Ю.Б. Гук, Э.А. Лосев, А.В. Мясников. – М.: Энергия, 1974. – 176 с.

Дизельная электростанция ADDo-500: каталог. – Ярославль: Ярославские моторы, 2015. – 5 с.

Ермилов, А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А.А. Ермилов. – М.: Энергия, 1983. – 208 с.

Ершов, А.М. Надежность систем электроснабжения промышленных предприятий / А.М. Ершов. – Челябинск: ЧПИ. 1987. – Ч.1. – 48 с.

Ершов, А.М. Надежность систем электроснабжения промышленных предприятий / А.М. Ершов. – Челябинск: ЧПИ, 1988. – Ч.2. – 48 с.

Козлов, В.А. Электроснабжение городов / В.А. Козлов. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 264 с.

Майер, В.Я. Методические указания к расчёту надёжности систем внешнего электроснабжения промышленных предприятий / В.Я. Майер, С.Я. Иваняков. – Куйбышев: КПИ, 1982. – 34 с.

Майер, В.Я. Методические указания по расчёту надёжности внутризаводского электроснабжения / В.Я. Майер, В.П. Коротаев, С.Я. Иваняков. – Куйбышев: КПИ, 1981. – 34 с.

Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ. Т. 2 / Е.Ф. Макаров. Под ред. И. Т. Горюнова и А. А Любимова. – М: Папирус ПРО, 2003. – 640 с.

Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ. Т.4 / Е.Ф. Макаров. Под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова. – М.: Папирус Про, 2005. – 640 с.

Надежность систем электроснабжения / В.В. Зорин, В.В. Тисленко, Ф. Клеппель, Г. Адлер. – Киев: Вища школа, 1984. – 192 с.

Непомнящий, В.А. Учёт надёжности при проектировании энергосистем / В.А. Непомнящий. – М.: Энергия, 1978. – 200 с.

НТПС-88. Нормы технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения. – М.: Сельэнергопроект, 1988. – 20 с.

НТП ЭПП-94. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: ОАО Тяжпромэлектропроект. – 1994. – 37 с.

Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. – М.: ОАО «Россети», 2013. – 196 с.

Правила устройства электроустановок: утв. Приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242 / М-во энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 750 с.

РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1995.

Реклоузер вакуумный серии РВА/TEL. М.: РГК «Таврида Электрик», 2015. – 82 с.

Розанов, М.Н. Надежность электроэнергетических систем / М.Н. Розанов. – Энергоатомиздат. – 1984. – 200 с.

Сафонов, В.И. Надёжность систем электроснабжения: учебное пособие / В.И. Сафонов, П.В. Лозингер. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2014. – 93 с.

СНиП 2.07.01-89. Планировка и застройка городских и сельских поселений. – М.: 1994.

СО 153-34.20.121-2006. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35–750 кВ. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2006. – 61 с.

СО 153-34.20.122-2006. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2006. – 157 с.

Соловьёв, А.Л. Защита генераторов малой и средней мощности терминалами «Сириус-ГС» / А.Л. Соловьёв. – СПб: ПЭИПК, 2009. – 64 с.

Справочник по проектированию линий электропередачи / Под ред. М.А. Реута и С. С. Рокотяна. – М.: Энергия, 1980.

Справочник по проектированию подстанций 35–1150 кВ / Под редакцией Я.С. Самойлова. – М.: 1996.

Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 320 с.

Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Проектирование и расчёт / А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович, В.И. Мозырский, Д.И. Розинский. – К.: Техника, 1985. – 279 с.

Шабад, М.А. Защита генераторов малой и средней мощности. Часть 1: учебное пособие / М.А. Шабад. – СПб: ПЭИПК, 2010. – 56 с.

Шабад, М.А. Защита генераторов малой и средней мощности. Часть 2: учебное пособие / М.А. Шабад. – СПб: ПЭИПК, 2010. – 48 с.

Эдельман, В.И. Управление надежностью и качеством электроэнергии в энергосистемах / В.И. Эдельман, Л.Н. Ленов. – М.: Информэнерго, 1979. – 72 с.