



Балаков Юрий Николаевич

Родился в 1941 г. в г. Шатуре Московской области.
В 1969 г. окончил электроэнергетический факультет МЭИ (инженер-электрик). Кандидат технических наук, доцент, автор более 100 печатных трудов.
Заведующий кафедрой энергобезопасности Московского института энергобезопасности и энергосбережения.



Мисриханов Мисрихан Шапиевич

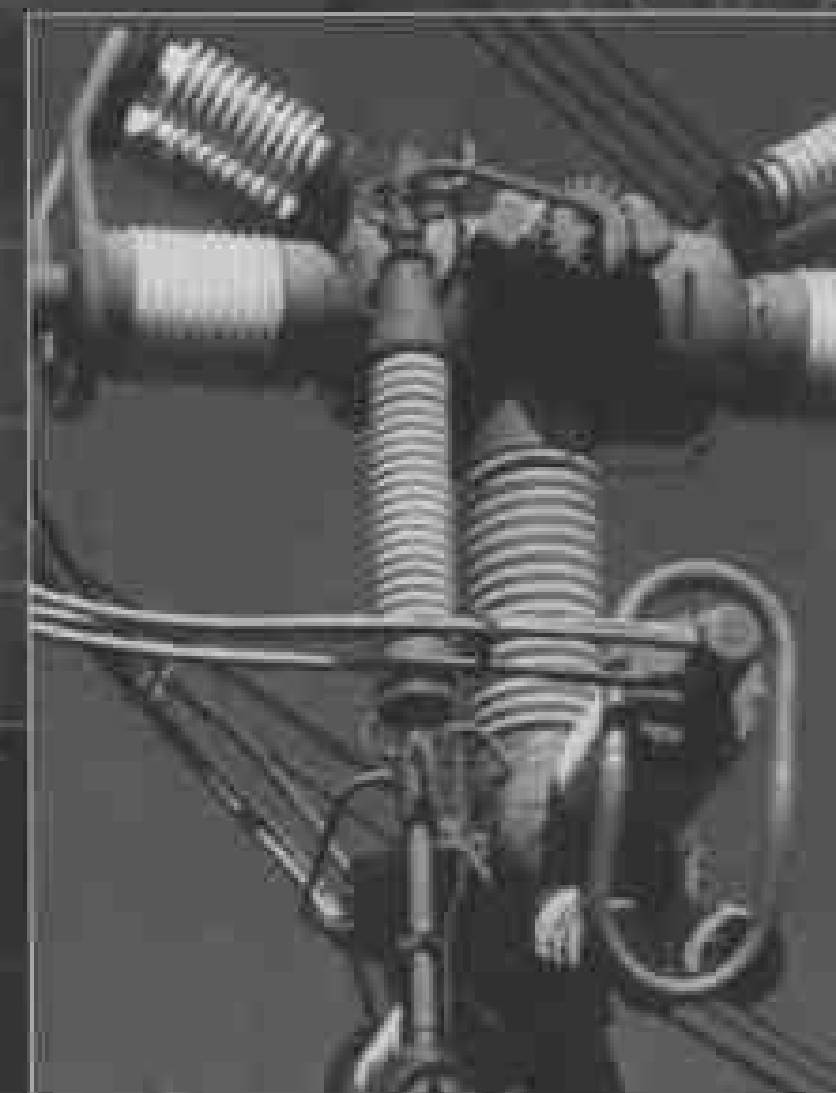
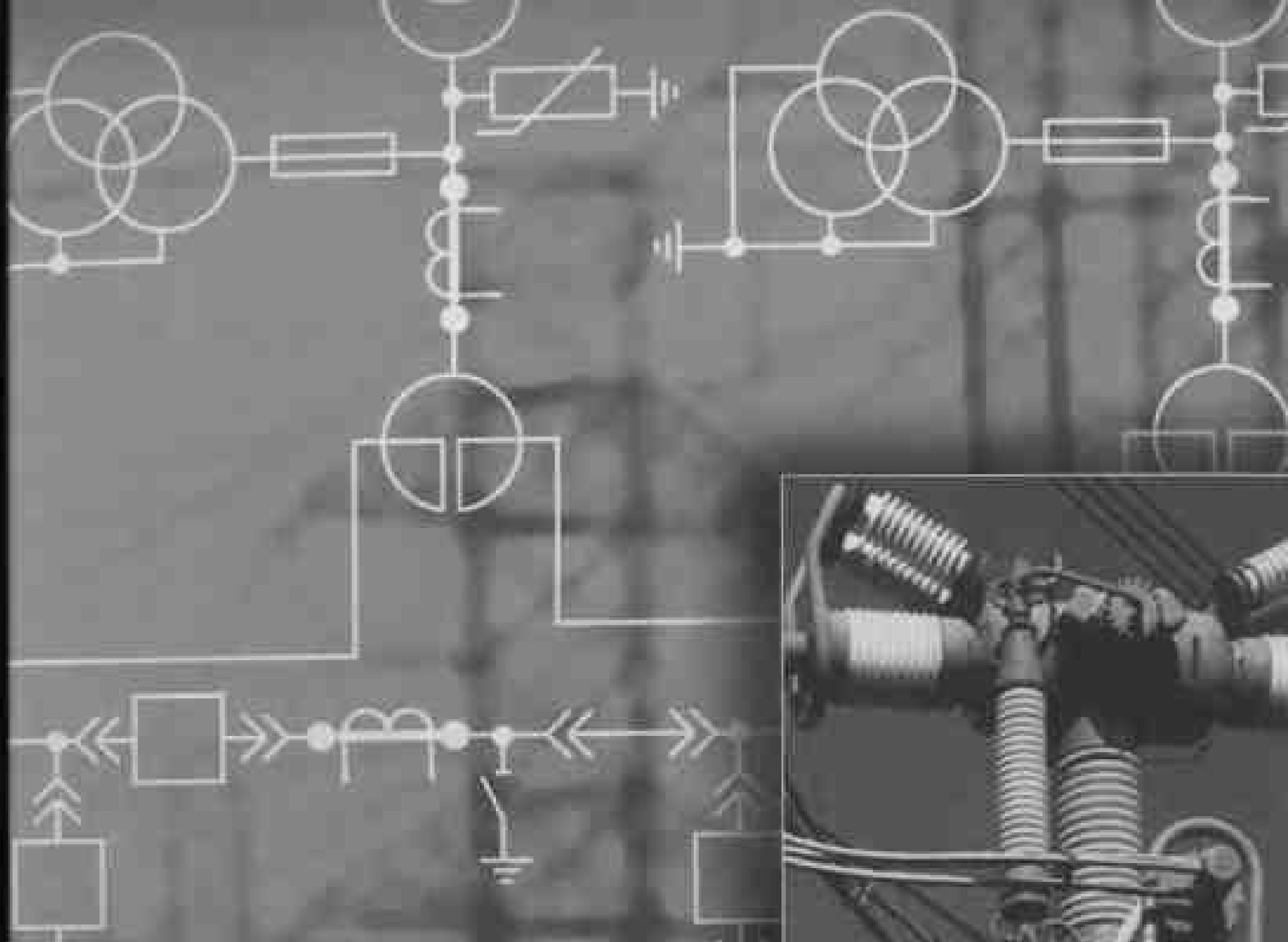
Родился в 1951 г. в селении Кубачи Республики Дагестан.
В 1974 г. окончил электроэнергетический факультет МЭИ (инженер-гидроэнергетик-электромеханик) и факультет вычислительной математики и кибернетики МГУ (инженер-математик). Доктор технических наук, профессор кафедры автоматического управления электроэнергетических систем Ивановского государственного энергетического университета.
Автор более 400 печатных трудов, имеет более 50 авторских свидетельств и патентов на изобретения в области электроэнергетики.
Генеральный директор МЭС Центра Федеральной сетевой компании ЕЭС России.



Шунтов Андрей Вячеславович

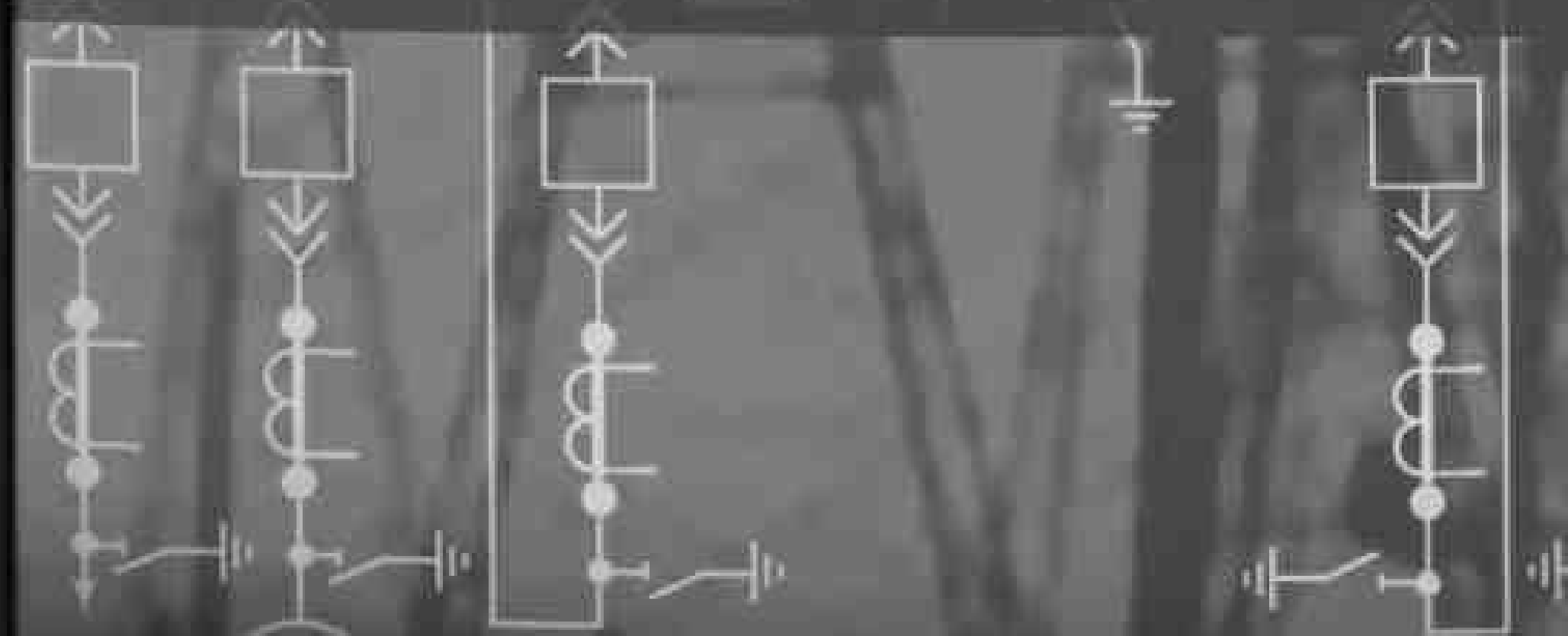
Родился в 1959 г. в г. Владивостоке.
В 1982 г. окончил электроэнергетический факультет МЭИ (инженер-электрик). Доктор технических наук, профессор кафедры электрических станций МЭИ (ТУ), автор более 100 печатных трудов.
Главный инженер Информационно-вычислительного центра ОАО "Мосэнерго".

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СХЕМ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК



Ю.Н. Балаков
М.Ш. Мисриханов
А.В. Шунтов

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СХЕМ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК



К [621.311 + 621.311.4].001.63 (075.8)
 К 31.278 я 73 + 31.277 я 73
 Б20

Рецензенты:

доктор техн. наук, проф. В.В. Жуков
 (Московский энергетический институт (технический университет)),
 доктор техн. наук, проф. В.А. Савельев
 (Нижегородский государственный энергетический университет)

Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В.

Б20 Проектирование схем электроустановок: Учебное пособие для
 вузов. — 3-е изд., стереот. — М.: Издательский дом МЭИ, 2009. —
 288 с., ил.

ISBN 978-5-383-00401-2

Приведено методическое обоснование и выбор главных схем электрических
 соединений электростанций и подстанций, включающее особенности проектиро-
 вания, критерии и методы принятия решений, формирования структурных схем и
 схем распределительных устройств электроустановок, а также выбор электриче-
 ских проводников и аппаратов.

Для студентов вузов электроэнергетических специальностей, инженерно-тех-
 нических работников проектных организаций и энергосистем.

УДК [621.311 + 621.311.4].001.63 (075.8)
 ББК 31.278 я 73 + 31.277 я 73

Предисловие	5
Глава первая. Особенности проектирования	7
1.1. Общие сведения о проектировании	7
1.2. Проектирование развития энергосистем	8
1.3. Проектирование схем выдачи мощности электростанций	8
1.4. Задание на проектирование, проект, рабочий проект	11
Глава вторая. Критерии принятия решений	13
2.1. Общие требования, предъявляемые к схемам	13
2.2. Нормативная документация	14
2.3. Влияющие факторы	15
2.4. Целевая функция	16
2.5. Технико-экономические показатели	17
2.6. Показатели надежности	29
2.7. Модели надежности элементов схем	36
2.8. Расчет аварийного недоотпуска электроэнергии	45
2.9. Экономические последствия из-за ненадежности схем	47
Глава третья. Учет параметров энергосистемы	52
3.1. Обоснование целесообразности вводов генерирующей мощности	52
3.2. Обоснование системообразующих связей	60
3.3. Обоснование схем присоединения к энергосистеме	61
3.4. Обоснование и выбор количества линий выдачи мощности	64
3.5. Обоснование расчетных условий для оценки надежности схем	74
3.6. Обоснование способов ограничения токов короткого замыкания	78
3.7. Общие методические положения обоснования и выбора схем	90
Глава четвертая. Обоснование и выбор структурных схем	93
4.1. Структурные схемы подстанций	93
4.2. Структурные схемы КЭС	111
4.3. Структурные схемы ТЭЦ	118
4.4. Структурные схемы АЭС	122
4.5. Структурные схемы ГЭС и ГАЭС	123
4.6. Структурные схемы ГТУ и ПГУ	126
4.7. Общие методические положения обоснования и выбора структурных схем электростанций	129
4.8. Методика обоснования и выбора структурных схем электростанций	132
Глава пятая. Обоснование и выбор схем коммутации	148
5.1. Классификация схем коммутации	148
5.2. Типовая сетка схем коммутации	148
5.3. Опыт использования схем коммутации	156
5.4. Особенности схем коммутации подстанций	159
5.5. Особенности схем коммутации электростанций	173
5.6. Методика обоснования и выбора схем коммутации	173
5.7. Тенденции в использовании коммутационных аппаратов	186

<i>Глава шестая. Обоснование и выбор электрических проводников и аппаратов</i>	201
6.1. Расчетные условия для выбора проводников и аппаратов по продолжительным режимам работы.....	201
6.2. Расчет токов короткого замыкания.....	211
6.2.1. Выбор расчетных точек короткого замыкания.....	212
6.2.2. Эквивалентная схема замещения.....	212
6.2.3. Расчет периодической составляющей тока короткого замыкания в начальный момент времени.....	215
6.2.4. Расчет ударного тока короткого замыкания и апериодической составляющей отключаемого тока.....	217
6.3. Электродинамические воздействия токов короткого замыкания.....	236
6.3.1. Электродинамические силы в электроустановках.....	236
6.3.2. Электродинамическая стойкость шинных конструкций.....	241
6.3.3. Порядок расчета электродинамической стойкости шинных конструкций с жесткими опорами.....	244
6.4. Термическое действие токов короткого замыкания.....	253
6.5. Выбор выключателей и разъединителей.....	263
6.6. Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения.....	274
Список литературы.....	286

ПРЕДИСЛОВИЕ

Учебное пособие предназначено для выполнения расчетных заданий, а также курсового и дипломного проектирования студентами высших учебных заведений, обучающимися по направлению подготовки дипломированных специалистов 650900 — «Электроэнергетика».

Схемы электрических соединений отражают структуру электроустановок. Различают схемы первичных и вторичных соединений (цепей). *Первичные* — это те из них, где происходит производство, распределение и потребление электроэнергии. *Вторичные* цепи являются вспомогательными и обеспечивают управление элементами первичных цепей. В свою очередь схемы первичных соединений подразделяются на *главные схемы* и *схемы собственных нужд* (СН).

Главные схемы характеризуют передачу электроэнергии от источников к потребителям в соответствии с назначением электроустановки, а схемы СН — электропитание потребителей СН электроустановки. Часть главной схемы, определяющая взаимосвязь между основными элементами электроустановки — генераторами, (авто)трансформаторами, распределительными устройствами (РУ) — с указанием их номинальных параметров, называется *структурной схемой*.

При проектировании главных схем электроустановок требуется обосновать и выбрать их структурные схемы, схемы коммутации (электрических соединений РУ), рассчитать токи короткого замыкания (КЗ), обеспечить способы их ограничения, а также выбрать проводники и аппараты.

Главные схемы специалисты-электротехники выделяют среди прочих схем. Электростанции и крупные подстанции, являясь опорными коммутационными узлами внутренних и межсистемных связей, пунктами по поддержанию требуемого качества электроэнергии, регуляторами параметров графиков нагрузки электроэнергетических систем (сокращенно — энергосистем), оказывают заметное влияние на надежность и экономичность режимов их работы. Поэтому главные схемы и соответствующие им конструкции РУ являются важными элементами электроустановок.

Формирование главных схем следует увязывать с принципами и тенденциями развития электрической сети. В свою очередь, необходимо принимать во внимание и обратное влияние. В целом, это сложная научная и инженерная проблема, требующая учета неопределенности исходной информации, а также большого числа трудно формализуемых и противоречивых функциональных связей.

Написание учебного пособия преследовало достижение следующих целей:

- сформулировать единообразную методическую базу обоснования и выбора главных схем электроустановок;
- реализовать методическую базу на характерных примерах, предлагаемых студентам при курсовом и дипломном проектировании.

Авторы благодарны рецензентам книги докторам техн. наук, профессорам В.В. Жукову [Московский энергетический институт (ТУ)] и В.А. Савельеву (Ивановский государственный энергетический университет) за предложения и замечания, которые были учтены при ее подготовке к изданию.

Замечания и пожелания следует направлять по адресу: 111250, Москва, ул. Красноказарменная, д. 14, Издательство МЭИ.

Авторы

Глава первая ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1. Общие сведения о проектировании

Проектирование — это процесс составления описания при заданных условиях еще не существующего объекта. Особенности проектирования объектов электроэнергетики (электростанций, подстанций и электрических сетей) являются многофакторностью задачи, их значительные капиталоемкость и заблаговременность принятия решений.

Так, при обосновании целесообразности сооружения электростанции необходимо решить комплекс социальных, экологических, технических, финансовых и организационных задач. Затраты, связанные с вводом генерирующих мощностей во многих странах мира, значительны и достигают 1 тыс. долл/кВт и более (здесь и далее доллар США). Нетрудно подсчитать, что сооружение электростанции мощностью, например 1000 МВт, обходится в 1 млрд долл. Продолжительные сроки сооружения электростанций и крупных подстанций в течение 5—10 лет и более вынуждают проектировщиков принимать решения заблаговременностью за 10—15 лет. В таких условиях проектирование должно базироваться на комплексном рассмотрении объекта с учетом множественности его свойств и неопределенности исходной информации. Реализация такого подхода приводит к иерархической системе принятия решений, где есть этапы *перспективного (внестадийного)* и *конкретного (стадийного)* проектирования.

Основная задача первого этапа — проектирование развития энергосистем. Обоснованию и выбору подлежат решения, определяющие развитие энергосистем и их объединений, электростанций, электрических сетей, а также средств управления ими. Принимаемые решения должны обеспечивать целесообразный уровень надежности снабжения потребителей энергией требуемого качества и экономическую эффективность, рациональное использование природных ресурсов, защиту окружающей среды. *Рекомендации, полученные на рассматриваемом этапе, служат исходной информацией для последующего конкретного проектирования объектов.*

Второй этап — конкретное проектирование энергетических объектов — ведется в две стадии. Первая стадия — это *проект* (ранее использовался термин «технический проект»). Вторая стадия — *рабочая документация*. По ней ведутся строительные, монтажные и пусконаладочные работы. Для объектов массового или повторного применения, а также технически несложных может разрабатываться *рабочий проект* (пояснительная записка и рабочая документация) или только рабочая документация.

1.2. Проектирование развития энергосистем

При проектировании развития энергосистем учету подлежат трудно формализуемые и противоречивые функциональные связи. Поэтому организация проектирования развития энергосистем происходит, как непрерывное итерационное уточнение решений и их детализация по мере перехода от уровня электроэнергетической отрасли к объединенным и региональным энергосистемам, вплоть до отдельно взятых объектов [1.1, 1.2].

При этом разрабатываются:

— схемы развития отрасли, объединенных и региональных энергосистем раз в 5 лет на перспективу 10—15 лет;

— соответствующие разделы в энергетических и электросетевых работах по определению площадок размещения электростанций, теплоснабжению городов, районов, промышленных предприятий, схемам выдачи мощности в составе технико-экономических обоснований (ТЭО) целесообразности сооружения электростанций, развитию средств оперативно-диспетчерского управления и ряду других внестадийных работ;

— схемы развития электрических сетей промышленных районов, городов, сельской местности, железных дорог, мелиоративных систем, нефте-, газо- и продуктопроводов.

При проектировании схем развития отрасли и энергосистем предусмотрены текущие показатели и планы развития на перспективу и государственные программы. К ним относятся, например, прогнозы развития и размещения производительных сил страны, государственная энергетическая стратегия, региональные энергетические и иные целевые программы.

Основные параметры вновь сооружаемых или расширяемых энергетических объектов (мощность, состав агрегатов, очередность их ввода в эксплуатацию), а так же возможные режимы их работы подвергаются анализу в схемах развития энергосистем. Для рассматриваемых работ характерно решение общих задач: определение балансов мощности и электроэнергии, структуры генерирующих мощностей и электрических сетей, эффективности транспорта энергии из одних регионов в другие. Поэтому для обоснования и выбора параметров объектов требуются детальные проработки. Применительно к отдельно взятой электростанции важной внестадийной работой является ТЭО целесообразности ее сооружения, где электрической части отводится раздел, называемый «схема выдачи мощности».

1.3. Проектирование схем выдачи мощности электростанций

Рассматриваемая перспектива при обосновании и выборе схем выдачи мощности составляет, как и для схем развития энергосистем, не менее 10—15 лет. В ТЭО сооружения электростанции предлагается несколько (2—4) площадок сооружения. Окончательное решение о выборе места строительства принимается с учетом технических и экономических характеристик технологической части (экологические и геологические условия, топливо- и водоснабжение, сопутствующие производства и т.д.) и схемы выдачи мощности.

Работа «Схема выдачи мощности электростанции» содержит следующие положения:

1. Обоснование необходимости, сроков ввода, типа, мощности и режимов работы электростанции. Применительно к зоне ее сооружения (влияния) анализу подвергается существующее состояние сетей (зоной влияния может быть региональная или объединенные энергосистемы). Для этого составляются балансы мощности и электроэнергии, строятся графики нагрузки для характерных сезонных периодов, в том числе на перспективу 10—15 лет.

2. Обоснование и выбор *схемы присоединения* к энергосистеме. Определяются номинальные напряжения и число линий выдачи мощности, распределение генераторов между РУ повышенных напряжений, пропускная способность связей между сетями различного напряжения на сборных шинах электростанции, предельные токи КЗ в ее РУ и прилегающей сети. Выполняются расчеты потокораспределения в нормальном и послеаварийных режимах, статической и динамической устойчивости, токов КЗ. Даются рекомендации по регулированию уровней напряжения и компенсации реактивной мощности. Формулируются требования к коммутационной аппаратуре. Оценивается объем электросетевого строительства и финансовые затраты.

3. Рекомендации по выбору схем коммутации. Формируются варианты схем с учетом преимущественно одного из наиболее жестких технических ограничений. Оно заключается в том, что при расчетных авариях критерием допустимости значения одновременного сброса генерирующей мощности на электростанции является сохранение устойчивости параллельной работы энергосистем по линиям системообразующей сети. В ряде случаев дается рекомендации по резервному питанию СН.

4. Определение коридоров воздушных линий (ВЛ). Рассматриваются административная принадлежность, топографические, гидрологические, геологические и метеорологические условия по трассам коридоров.

5. Обоснование и выбор средств общесистемного управления — релейной защиты и автоматики (РЗА), противоаварийной автоматики (ПА), автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП), телемеханики, диспетчерского управления, связи. Даются рекомендации по комплексу технических средств РЗА, обеспечению ее быстрого действия по критерию динамической устойчивости, выполнению требований дальнего и ближнего резервирования. Оценивается чувствительность основных и резервных защит. Формируется структурная схема ПА. Выбираются технические средства ее реализации. Анализируются принципы взаимодействия ПА с другими системами управления. Определяются требования к структуре и способам передачи информации для формирования воздействий ПА. Намечается архитектура общестанционной части АСУ ТП, включая автоматическое регулирование частоты и активной мощности, напряжения и реактивной мощности. Приводятся требования к каналам связи средств диспетчерского и технологического управления.

В целом, схемы развития энергосистем и ТЭО сооружения являются основанием для разработки проектов электростанций и подстанций. От разработки ТЭО до начала выполнения проекта проходит около двух лет. За это время проверяется приемлемость принятых ранее решений. Иногда формируются дополнительные варианты схемы выдачи мощности. Выбираются схемы коммутации. Уточняются сроки ввода первой очереди электростанции и поэтапность ее развития.

Последующий анализ схем выдачи мощности осуществляется в проектах других очередей электростанции и в ТЭО сооружения подстанций и линий выдачи мощности. Так, для линий 220 кВ и выше заблаговременность разработки ТЭО не менее двух-пяти лет. Наконец, схемы выдачи мощности корректируют при дальнейшем выполнении схем развития отрасли и энергосистем раз в пять лет. При необходимости производят уточнения. Обычно они связаны с погрешностью в прогнозах баланса мощности и энергии. Описанная выше структура обоснования и выбора схем выдачи мощности электростанций приведена на рис. 1.1.

Обоснование вводов мощности — это многофакторная балансовая задача регионального или федерального уровня, на первом этапе подвергается анализу в схеме развития отрасли. Поэтому обоснования по вводам мощности на рассматриваемых электростанциях при формировании их схем выдачи мощности являются итерационным уточнением решений, принятых на более высоких уровнях отраслевой, технологической, территориальной, стадийной и временной иерархий [1.3]. Это главный принцип проектирования развития энергосистем, позволяющий смягчить влияние неопределенности исходных данных и многофакторности задач.

Как уже отмечалось, при проектировании главных схем требуется обосновать и выбрать структурные схемы и схемы коммутации, рассчитать токи КЗ, обеспечить способы их ограничения, а так же выбрать проводники и аппараты. Следовательно, формирование схем выдачи мощности и главных схем выполняется не столько для данной электростанции и снабжаемых ею потребителей, сколько с позиции энергосистемы в целом. Решения, принимаемые по схемам выдачи мощности, являются исходными данными для проектирования главных схем.

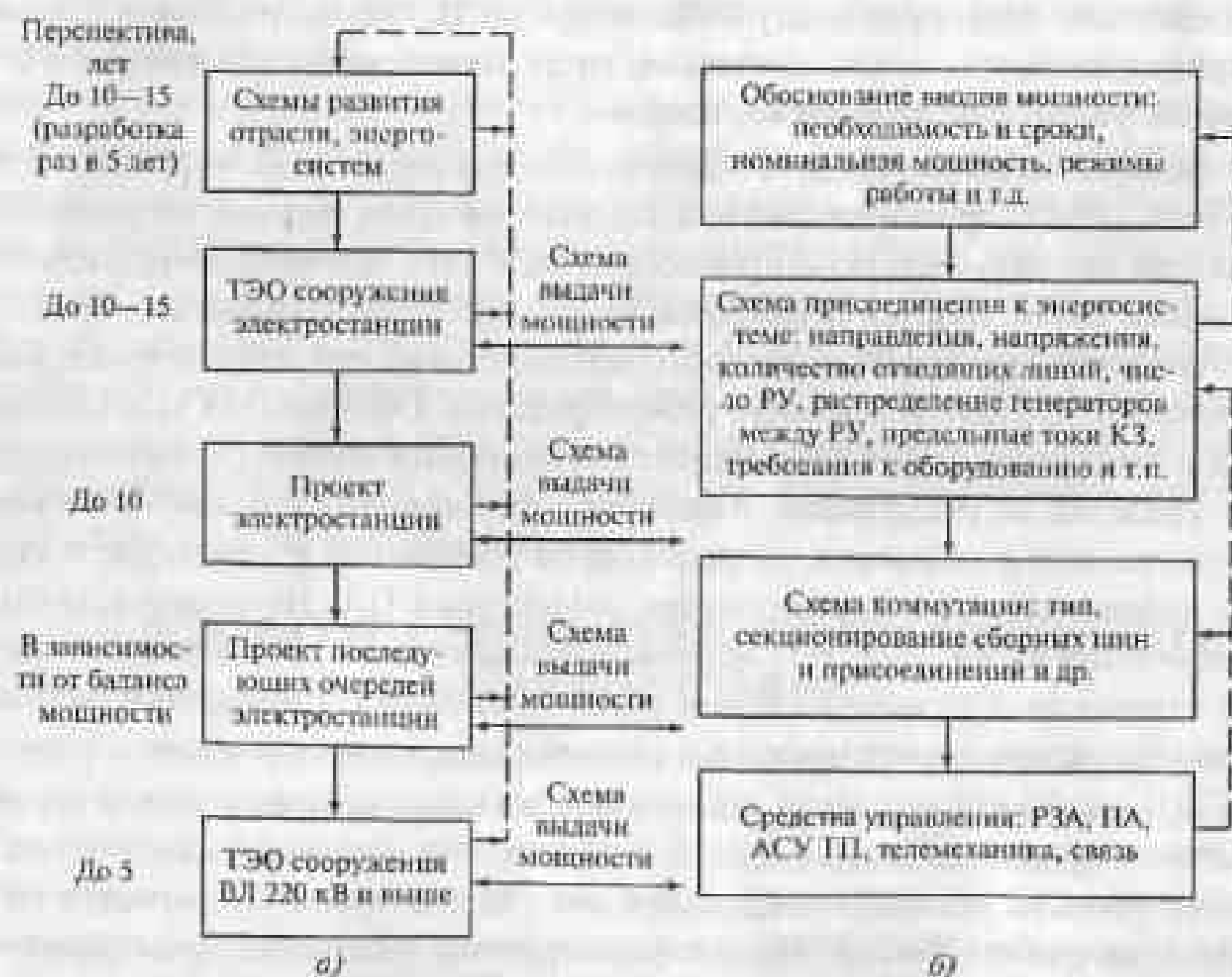


Рис. 1.1. Иерархия принятых решений по схемам выдачи мощности электростанций:
а — временная; б — технологическая

1.4. Задание на проектирование, проект, рабочий проект

Порядок разработки проектной документации на строительство объекта регламентируется строительными нормами и правилами. Проектная документация выполняется при наличии утвержденного решения о площадке размещения объекта и обоснования целесообразности инвестиций, договора между заказчиком и подрядной проектной организацией, неотъемлемой частью которого является задание на проектирование, материалов инженерных изысканий. Размещение объектов утверждается органами государственной власти, а обоснование инвестиций — ими же в том случае, если они принимают участие в финансировании объекта, или только заказчиком, осуществляющим строительство за счет собственных средств.

В задании на проектирование электростанции приводятся: наименование, мощность и площадка сооружения; вид строительства (новое, реконструкция, техническое перевооружение); технико-экономические показатели, например мощность, вид топлива, удельный расход условного топлива на выработку тепловой и электрической энергии, численность персонала, себестоимость и объем производства энергии, срок окупаемости; основные технологические решения — схемы топливо- и водоснабжения, режимы работы, параметры основного оборудования, схема присоединения к энергосистеме; требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям, к разработке природоохранных мер, режиму безопасности и гигиене труда, инженерно-техническим мероприятиям гражданской обороны и предупреждению чрезвычайных ситуаций; сроки строительства, выделение очередей и пусковых комплексов, возможность последующего расширения, а также ряд других исходных данных.

Проект строительства объекта состоит из следующих разделов: общей пояснительной записки; генерального плана и транспорта; технологических решений (тепло- и электротехническая часть); организации условий труда работников; управления производством и предприятием; архитектурно-строительных решений; инженерного оборудования, сетей и систем зданий и сооружений; организации строительства; охраны окружающей среды; инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций; сметной документации; эффективности инвестиций.

В частности, общая пояснительная записка содержит: обоснование для разработки проекта; исходные данные для проектирования; краткую технологическую характеристику объекта, потребность в топливно-энергетических ресурсах; социально-экономические и экологические условия строительства; основные показатели по генеральному плану, инженерным сетям и коммуникациям; решения по инженерной защите территории; сведения, характеризующие условия и охрану труда работающих, санитарно-эпидемиологические мероприятия; технико-экономические показатели; сведения о проведенных согласованиях проектных решений, подтверждение соответствия разработанной проектной документации государственным нормам, правилам, стандартам, исходным данным, а также техническим условиям и требованиям.

Электротехническая часть проекта содержит разделы, где обоснованию и выбору подлежат: главная схема; электроустановки СН; система оперативного тока; конструкция РУ; система контроля и управления, РЗА, связь; электроосвещение; вспомога-

тельные устройства и сооружения (масляное, воздушное и водородное хозяйства, электротехническая лаборатория и др.).

Таким образом, при двухстадийном проектировании проект представляет собой совокупность документов, отражающих основные решения по объекту. *Рабочая документация* детализирует основные проектные решения различного рода документами, по которым ведутся строительные, монтажные и пусконаладочные работы, например планы кабельной раскладки, принципиальные, монтажные и испытательные схемы цепей управления, РЗА и сигнализации. При одностадийном проектировании разрабатывается лишь *рабочий проект* (пояснительная записка и рабочая документация) или только рабочая документация.

Глава вторая

КРИТЕРИИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ

2.1. Общие требования, предъявляемые к схемам

К схемам электрических соединений электроустановок предъявляют требования, важнейшими из которых являются надежность, экономичность, удобство эксплуатации, техническая гибкость, экологическая чистота, компактность, унифицированность.

Надежность — свойство объекта выполнять заданные функции (выдачу мощности в энергосистему, тепло- и электроснабжение потребителей) в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Уровень надежности может быть регламентирован или экономически обоснован. Заметим, что требования к надежности схем в основных* и распределительных сетях различаются. Так, при расчетных авариях в первых, из упомянутых выше сетей, критерием допустимости значения одновременного сброса генерирующей мощности из-за отказов элементов схем является сохранение динамической устойчивости параллельной работы энергосистем. Для схем в распределительных сетях первостепенным является обеспечение электроснабжения потребителей в соответствии с их категоричностью, регламентированной нормативными документами.

Под *экономичностью* подразумевают разработку проектов, учитывающих необходимые капитальные вложения и сопутствующие ежегодные издержки производства и сбыта продукции. Принимаемый уровень надежности обосновывается сопоставлением затрат на его повышение с экономическими последствиями из-за ненадежности, например с ущербом или штрафными санкциями.

Удобство эксплуатации заключается в наглядности и простоте схемы, снижающих вероятность ошибочных действий персонала, возможности минимизации числа коммутаций в первичных или вторичных цепях при изменении режима работы электроустановки. Практика показывает: между удобством эксплуатации и фактической эксплуатационной надежностью схемы существует устойчивая взаимосвязь. Например, увеличение количества оперативных переключений в первичных или вторичных цепях схемы сопровождается возрастанием в ней числа аварий вследствие ошибок эксплуатационного персонала и отказов оборудования во время коммутаций.

* Электрическая сеть состоит из основной и распределительной. Основная сеть обеспечивает связь между электростанциями и передачу мощности от них в районы потребления электроэнергии. Линии электропередачи в составе основной сети, осуществляющие функции формирования и объединения энергосистем, — системообразующие связи. Распределительная сеть обеспечивает передачу электроэнергии от подстанций основной сети и от электростанций к потребителям.

Техническая гибкость — это способность приспосабливаться к изменяющимся условиям работы электроустановки при плановых и аварийно-восстановительных ремонтах, расширении, реконструкции и испытаниях.

Экологическая чистота определяется степенью воздействия электроустановки на окружающую среду — шум, электрические и магнитные поля, загрязнение выбросами и отходами, нарушение ландшафта и пр.

Компактность характеризуется возможностью минимизации площади земли, отчуждаемой под электроустановку. Это позволяет наиболее рационально приобретать земельные участки. Так, площадь, занимаемая ячейкой с выключателем 220 кВ открытого РУ (ОРУ) с воздушной изоляцией составляет не менее 0,1 га. Цена земли в крупных городах, например США, в 80-х годах составляла 110—270 млн долл/га, а в Японии — свыше 2 млрд долл/га. Более того, в течение нескольких лет цена земли может удваиваться. В ряде случаев оказывается, что стоимость земли выше (и намного) затрат на электроустановку, размещаемую на ней.

В настоящее время приобретение земельных участков в городах все заметнее приобретает «экономическую окраску». Например, в 2000 г. в некоторых городах Московской области минимальная нормативная стоимость земли составляла 260 тыс. долл/га, минимальная экспертная цена земли в Москве — 6 млн долл/га. В промышленно развитых странах учет стоимости земли является неотъемлемой частью обоснования и выбора схем электроустановок. Она определяется многими факторами: развитостью инфраструктуры, спросом промышленных, финансовых компаний и другими причинами. Закономерно, что за рубежом, особенно в Западной Европе и Японии, технико-экономические проблемы землеотводов явились главной предпосылкой к разработке проектов, позволяющих сокращать площади, занимаемые электроустановкой. В результате в этих странах широко используются комплектные распределительные устройства (КРУ) с элегазовой изоляцией (КРУЭ). Они требуют в 10 раз меньше отчуждаемых площадей по сравнению с традиционными РУ.

Унифицированность заключается в применении ограниченного числа типовых схем, что позволяет существенно снижать материальные и финансовые затраты на проектирование, монтаж, пусконаладку и эксплуатацию электроустановки.

Удобство эксплуатации, техническую гибкость и экологическую чистоту следует также рассматривать в контексте соответствующих нормативов безопасности персонала и предельно допустимых параметров воздействия электроустановки на окружающую среду. Техническое решение должно обеспечивать требуемое качество электроэнергии.

2.2. Нормативная документация

При проектировании используются нормативные материалы^{*}, составленные с учетом опыта проектирования, монтажа, наладки и эксплуатации объектов электроэнергетики.

* С 1 июля 2003 г. в России вступил в силу Федеральный закон № 184-ФЗ от 27 декабря 2002 г. «О техническом регулировании», в статье 4 которого говорится о том, что «Федеральные органы исполнительной власти вправе издавать в сфере технического регулирования только акты рекомендательного характера...», т.е. все ныне перечисленные документы носят рекомендательный характер. Этот закон предусматривает ввод в действие от 2010 г. соответствующих технических регламентов, которые должны быть одобрены Государственной Думой, введены в действие Постановлением Правительства или указом Президента Российской Федерации.

гетики. В них нормируются единообразные технические требования к электроустановкам (см. § 2.1).

Нормативную документацию классифицируют по следующим группам.

1. *Государственные стандарты (ГОСТ)*. В последние годы заметно стремление координировать ГОСТ с международными нормативами в области стандартизации: стандартами ISO (International standards organization) Международной организации по стандартизации; стандартами IEC (International electrotechnical commission) Международной электротехнической комиссии; стандартами EN (European norm) Европейского сообщества.

2. *Правила*. Правила устройств электроустановок (ПУЭ), правила технической эксплуатации (ПТЭ) электрических станций и сетей, Межотраслевые правила по охране труда (правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок и др.

3. *Нормы*. Нормы технологического проектирования (НТП) тепловых электрических станций и тепловых сетей, нормы проектирования технологической части ГЭС и ГАЭС, нормы технологического проектирования подстанций, нормы времени на капитальный, текущий ремонт и техническое обслуживание подстанций и т.д.

4. *Руководящие документы*. Руководящие указания и нормативы по проектированию развития энергосистем, руководящие указания по релейной защите, руководящие указания по ограничению токов однофазных коротких замыканий в электрических сетях и пр.

Формирование схем электрических соединений с использованием нормативов имеет положительную и отрицательную стороны. Позитивный момент заключается в относительной простоте принятия решений. Многокритериальная задача сводится к регламентированной процедуре выбора схем по заданным ограничениям и рекомендациям. Отрицательной стороной является то, что нормативный выбор схем может не учитывать тенденций в развитии новой техники и технологий. Кроме того, подробная регламентация требований не позволяет формализовать многообразие расчетных условий и исходных данных. Следовательно, эволюция внешних условий диктует необходимость периодического пересмотра и уточнения нормативов.

2.3. Влияющие факторы

Обоснование и выбор главных схем ведется с учетом технических требований, зафиксированных в нормативной документации (см. § 2.2). Однако следует отметить известный факт, что даже при одинаковых исходных данных вариации расчетных условий технико-экономического обоснования нередко приводят к конъюнктурной оптимальности той или иной схемы. Это затрудняет принятие решений.

На выбор главных схем влияет большое количество факторов. Важнейшими из них являются:

- тип электроустановки (электростанция, подстанция) и ее значение в энергосистеме;
- схемы прилегающих сетей и перспективы их развития;
- расположение электроустановки относительно нагрузочных узлов, плотность, темпы прироста и характер нагрузки;
- пропускная способность внутри- и межсистемных связей;

- количество присоединений;
- параметры используемого оборудования;
- последствия ненадежности элементов схемы;
- размеры отчуждаемых площадей и их стоимость;
- значения токов КЗ;
- защита персонала от воздействия электрических и магнитных полей;
- опыт эксплуатации электроустановок.

В зависимости от конкретных условий обоснование главных схем может вестись при наличии или отсутствии заданных ограничений. В первом случае выбор схемы может не иметь альтернативы. Так, отказы оборудования на электростанции и работа средств ПА в какой-либо энергосистеме приводят к сбросу генерирующей мощности. Часть его в первые моменты времени компенсируется агрегатами других систем энергообъединения (т.е. объединения энергосистем), в частности, за счет первичного регулирования. В итоге из-за динамических набросов мощности может быть нарушена их параллельная работа, вплоть до полного разделения последних. Это так называемые системные аварии, экономические последствия которых крайне неблагоприятны. Для обеспечения живучести энергообъединения выполняются расчеты динамической устойчивости и определяются максимально допустимые сбросы $\Delta P_{\text{доп}}$ генерирующей мощности по условию сохранения устойчивости параллельной работы энергосистем. Схемы стремятся выбирать так, чтобы при определенных расчетных отказах их элементов максимальный сброс генерирующей мощности ΔP_{max} был меньше $\Delta P_{\text{доп}}$. Данное условие является наиболее жестким ограничением.

При отсутствии ограничений за основу берется наиболее простой, экономичный, отвечающий техническим требованиям вариант. Усложнение схемы осуществляется при наличии технико-экономических обоснований. Таким образом, необходим осознанный выбор рациональных схем с учетом реальных условий.

2.4. Целевая функция

Задача выбора предпочтительной схемы может быть сформулирована следующим образом. Пусть имеется некоторое множество вариантов построения схемы. Каждый из них описан совокупностью состояний $\Phi = (\Phi_1, \Phi_2, \dots, \Phi_n)$. Установлено множество критериев $\Lambda = (\Lambda_1, \Lambda_2, \dots, \Lambda_k, \dots, \Lambda_m)$. Они количественно определяют свойства альтернатив. Каждому варианту соответствует множество $F(\Phi) = [\Lambda_1(\Phi), \Lambda_2(\Phi), \dots, \Lambda_k(\Phi), \dots, \Lambda_m(\Phi)]$. Принятие решений формально сводится к отысканию на множестве критериев отображения ξ , ставящего каждому множеству F в соответствие действительное число

$$E = \xi(\Lambda) = \xi(\Lambda_1, \Lambda_2, \dots, \Lambda_m) \quad (2.1)$$

и определяющего предпочтительность альтернатив. Оператор ξ — интегральный (обобщенный) критерий. Построение ξ в многокритериальной форме ведется любым приемлемым методом, например на базе аддитивных преобразований

$$E = \xi(\Lambda) = \xi(\Lambda_1, \Lambda_2, \dots, \Lambda_m) = \sum_{k=1}^m a_k \Lambda_k,$$

где a_1, a_2, \dots, a_m — положительные (отрицательные) коэффициенты. Характеристики коэффициентов устанавливаются методами экспертных систем, что сопряжено с субъективностью результатов. В инженерной практике используют более простой метод построения ξ . Один из критериев, как правило, затраты Z реализации альтернатив, берется в качестве обобщенного. Прочие критерии являются ограничениями. И (2.1) формулируется в виде задачи математического программирования:

$$E = \Lambda_k(\Phi) = Z \rightarrow \min; \quad (2.2)$$

$$\Lambda_k(\Phi) \geq \Lambda_{k(0)}, k = 1, 2, \dots, \alpha;$$

$$\Lambda_k(\Phi) < \Lambda_{k(0)}, k = \alpha + 1, \alpha + 2, \dots, m; k \neq m,$$

где $\Lambda_{k(0)} = (\Lambda_{1(0)}, \Lambda_{2(0)}, \dots, \Lambda_{m(0)})$ — множество допустимых значений критериев.

В зависимости от вида функций (2.1), (2.2) и ограничений экстремум определяется тем или иным методом оптимизации, допустим, линейного, нелинейного, динамического программирования.

Задача выбора предпочтительной схемы достаточно строго может быть решена на основе учета всех влияющих факторов. Это ведет к необходимости создания динамической и многоэкстремальной математической модели. В настоящее время из-за наличия значительного числа сложных функциональных связей и неопределенности исходной информации разработать и применить на практике подобную полную модель не представляется возможным. Упрощение модели и методов решения достигается игнорированием некоторых связей между отдельными влияющими факторами, последовательной их формализацией с использованием обоснованных инженерных методов, а затем уточнением полученных решений с сохранением определенных граничных условий.

Факторы, влияющие на выбор предпочтительной схемы электрических соединений, в ряде случаев трудно формализуемы. В наибольшей степени это проявляется при сопоставлении надежности различных схем, если последняя рассматривается как экономическая категория.

2.5. Техничко-экономические показатели

Обоснование и выбор предпочтительных решений является обязательным атрибутом проектов строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения электроустановок. При принятии решения учитывается стоимость его реализации. Ее оценка базируется на двух основных показателях: капитальных вложениях K для создания производства и издержках I производства продукции.

В частном случае капитальные вложения рассматривают, как единовременные однократные затраты, а издержки производства — как ежегодные расходы. Сравниваемые варианты могут иметь заметные отличия по указанным составляющим затрат, одновременно укладываясь в рамках заданных технических ограничений и достигаемой цели.

Для сопоставления единовременных и ежегодных затрат еще в 40-х годах прошлого столетия был введен показатель, известный как срок компенсирования или окупаемости [2.1]

$$T_{ок} = dK/dI. \quad (2.3)$$

Он представляет собой отношение бесконечно малых приращений единовременных затрат dK к бесконечно малым приращениям ежегодных издержек dI при изменении технического параметра на бесконечно малую величину dx . В этом случае $T_{ок}$ является сроком компенсирования перерасхода затрат одного вида экономией затрат другого рода.

В практических расчетах вместо (2.3) использовалось выражение:

$$T_{ок} = \Delta K/\Delta I = (K_2 - K_1)/(I_1 - I_2), \quad (2.4)$$

где K_1 и I_1 — капитальные вложения и издержки в первом варианте; K_2 и I_2 — то же, но во втором.

Физический смысл (2.4) — это срок, в течение которого дополнительные капиталовложения окупаются экономией издержек производства. Если величина нормативного срока окупаемости T_n известна или задана, то определение экономической эффективности сравниваемых вариантов по методу окупаемости производится сопоставлением полученного значения $T_{ок}$ с T_n .

Формула (2.4) позволяет сравнивать варианты только попарно. При наличии большого числа вариантов, их приходится ранжировать в порядке возрастания капитальных вложений и убывания издержек. Далее последовательно и попарно сопоставляя варианты, выбирают наиболее экономичный, т.е. окупаемый за число лет, наиболее близкое к нормативному сроку окупаемости, но не превышающее его. Одной из распространенных ошибок при использовании (2.4) являлось определение сроков окупаемости всех вариантов по отношению к одному, принимаемому в качестве базового.

В последующем вместо (2.4) стали использовать более совершенную форму учета срока окупаемости, при которой варианты ранжируются по значению затрат

$$Z = E_n K + I, \quad (2.5)$$

где E_n — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

Выражение (2.5) свободно от недостатков, присущих (2.4). Обозначим через Z_1 затраты на первый вариант, а через Z_2 — на второй вариант. При равноэкономичности вариантов $Z_1 = Z_2$. Это означает, что при $T_{ок} = T_n$, $E_n K_1 + I_1 = E_n K_2 + I_2$. Откуда $I_1 - I_2 = E_n (K_2 - K_1)$ и $E_n = (I_1 - I_2)/(K_2 - K_1) = 1/T_n$.

При использовании формул (2.4) и (2.5) предполагается, что капитальные вложения осуществляются единовременно. В действительности это происходит не мгновенно, а в течение определенного и, в ряде случаев, продолжительного периода строительства. При этом требуется учитывать разновременность затрат, приводя их к сопоставимому виду. Такой подход в практических расчетах использовался с конца 50-х годов прошлого века. В частности, для приведения капитальных вложений ранних лет к последующему моменту времени t , была рекомендована формула сложных процентов:

$$K_t = K_0(1 + E_n)^t, \quad (2.6)$$

где K_0 — первоначальные капиталовложения ($t = 0$); $t = 1, 2, 3, \dots$

Например, первоначальные капиталовложения, приведенные к первому году, равны $K_1 = K_0(1 + E_n)^1$, приведенные ко второму году $K_2 = K_0(1 + E_n)^2$, к третьему году — $K_3 = K_0(1 + E_n)^3$ и т.д.

Вместо (2.6) можно использовать тождественную форму записи, когда капитальные вложения более поздних лет приводятся к текущему моменту путем деления их на коэффициент сложного процента

$$K_0 = K_t/(1 + E_n)^t. \quad (2.7)$$

Здесь $K_0 = K_1/(1 + E_n)^1$; $K_0 = K_2/(1 + E_n)^2$; $K_0 = K_3/(1 + E_n)^3$; ...

Аналогичное решение по (2.6) и (2.7) применимо и для издержек производства.

Далее в 70—90 годах технико-экономические показатели объектов электроэнергетики оценивались в стране по известной формуле приведенных затрат, т.е. затрат, приведенных к любому i -му году расчетного периода:

$$\bar{z}_i = \sum_{t=1}^{T_n} (E_n K_t + \Delta I_t)(1 + E_{n,t})^{i-t}, \quad (2.8)$$

где K_t — капитальные вложения в год t ; ΔI_t — ежегодное приращение издержек I в год t , $\Delta I_t = I_t - I_{t-1}$; $t = 1, \dots, T$; T_n — период времени строительства и эксплуатации объекта с изменяющимися издержками; $E_{n,t}$ — норматив приведения (дисконтирования) разновременных затрат. Для электроэнергетики были приняты значения: $E_n = 0,12$ и $E_{n,t} = 0,08$.

Сравниваемые варианты электроустановки ранжируются в соответствии с затратами (2.8) при любом i -м годе приведения. Предположив, что строительство объекта осуществляется в течение года ($T_n = 1$), а ежегодные издержки неизменны в течение последующего срока его службы, выражение (2.8) преобразуется к виду (2.5).

Выражение (2.8) использовалось для расчета динамических приведенных затрат по вариантам развития объектов, которые в течение некоторого периода времени T_n выходят на уровень эксплуатации с постоянными издержками. Однако при сопоставлении вариантов объект сравнения обычно не соответствует указанному условию, являясь непрерывно развивающейся системой, у которой период эксплуатации с постоянными издержками практически отсутствует. На этом основании отмечалась допустимость в качестве расчетного показателя для экономической оценки вариантов технических решений использовать приведенную сумму капиталовложений и издержек в общем случае за некоторый расчетный период времени $T_{расч}$, например за расчетный срок службы электроустановки:

$$\bar{z}_i = \sum_{t=1}^{T_{расч}} (K_t + I_t)(1 + E_{n,t})^{i-t}, \quad (2.9)$$

где I_t — издержки в t -й год.

Предположив, что строительство объекта осуществляется в течение года, а год приведения затрат $i = 1$ и $i \leq T_{расч}$ (т.е. в первый год осуществляется строительство

объекта, а со второго года наступает период его эксплуатации), выражение (2.9) преобразуется к виду

$$\bar{Z}_i = (K + I_i) \sum_{t=2}^{T_{\text{расч}}} (1 + E_{\text{н.п}})^{t-1}. \quad (2.10)$$

Формула (2.9) из-за ряда субъективных причин редко использовалась в расчетах. В частности, полагалось, что при рассматриваемом подходе затраты за пределами расчетного периода $T_{\text{расч}}$ не принимаются во внимание. Это обосновывалось тем, что при больших $T_{\text{расч}}$ (30—40 и более лет) коэффициент $(1 + E_{\text{н.п}})^{t-1}$ в (2.9) при $i = 1$ настолько снижает размерность учитываемых затрат, что разница между ними при сравнении вариантов за пределами расчетного периода становится незначительной и практически не влияет на выбор предпочтительного решения. Вместе с тем сложившаяся практика проектирования в нашей стране предусматривала разработку технико-экономических докладов и схем развития отрасли и энергосистем на перспективу только 10—20 лет.

Начиная с 90-х годов вследствие произошедших в стране социально-экономических преобразований в среде специалистов сложилось устойчивое мнение о неправомерности использования приведенных затрат в качестве критерия технико-экономической эффективности выбираемого варианта электроустановки. Во главу угла при принятии решений был поставлен критерий не минимизации затрат, а максимизации прибыли. Это потребовало по образцу зарубежных расчетов введения иных показателей, таких, как движение потоков наличности, чистой прибыли, срока и внутренней нормы возврата капитала и пр. В результате оказались смешаны подходы, характерные для этапов планово-экономической деятельности и принятия технико-экономических вариантов развития.

Либерализация электроэнергетического рынка, идущая во многих странах мира, действительно оказывает заметное давление не только на стоимость приобретаемого оборудования, но так же на затраты по его ремонтно-эксплуатационному обслуживанию. Компании промышленно развитых стран все более уделяют внимание минимизации стоимости оборудования за весь расчетный срок его службы. Отмечается изменение культуры принятия решений, заключающееся в смещении акцентов от «технического» к все более «финансовому» подходу. Специалистами разных стран (Германия, Италия, Франция, Швейцария, Швеция и др.) для этих целей используется показатель минимума затрат на электроустановку за весь расчетный срок ее службы — LCC (аббревиатура от life cycle cost):

$$\text{LCC} = CI + (CF + CV) \left[\frac{(1 + E)^n - 1}{E(1 + E)^n} \right], \quad (2.11)$$

где CI (investment cost) — капитальные вложения; CF (fixed cost) — ежегодные фиксированные затраты; CV (variable cost) — ежегодные непостоянные затраты; E — процент на капитал; n — расчетный срок службы электроустановки, исчисляемый с момента ввода ее в эксплуатацию.

Следует отметить, что $E \approx E_{\text{н.п}}$, так как $E_{\text{н.п}}$ коррелирует с банковским процентом на предоставляемые кредиты. Последний на мировом рынке составляет 5—12% по

краткосрочным депозитам в зависимости от валюты платежа. В частности, в зарубежной специализированной литературе упоминались значения применительно к США $E_{\text{н.п}} = 0,083$ и Франции $E_{\text{н.п}} = 0,07$.

Капитальные вложения в (2.11) включают первоначальную стоимость на создание производства следующих составляющих: оборудования, земельных участков, проектирования, транспортировки, строительно-монтажных работ, приемосдаточных испытаний.

Ежегодные фиксированные затраты охватывают: расходы по эксплуатации (стоимость рабочей силы), стоимость потерь электроэнергии, ремонтного обслуживания, а так же преднамеренных отключений (по мощности и электроэнергии).

Наконец, ежегодные непостоянные затраты связаны со стоимостью непреднамеренных отключений, т.е. отказов, (по мощности и электроэнергии) и аварийно-восстановительных ремонтов (запасные части и трудозатраты).

Покажем, что выражения (2.10) и (2.11) идентичны. Рассмотрим (2.11). Обозначим $1 + E = q$, следовательно, $E = q - 1$. Тогда в (2.11)

$$\frac{(1 + E)^n - 1}{E(1 + E)^n} = \frac{q^n - 1}{(q - 1)q^n}. \quad (2.12)$$

Представим числитель правой части (2.12) в следующем виде:

$$\begin{aligned} \frac{q^n - 1}{(q - 1)q^n} &= \frac{(q - 1)(q^{n-1} + q^{n-2} + \dots + 1)}{(q - 1)q^n} = \\ &= q^{-1} + q^{-2} + \dots + q^{-n} = \sum_{j=1}^n q^{-j} = \sum_{j=1}^n (1 + E)^{-j}. \end{aligned} \quad (2.13)$$

Если $j = t - 1$ и верхний индекс суммирования взят равным $T_{\text{расч}} = n$ (т.е. и здесь предполагается, что в первый год осуществляется строительство объекта, а со второго года наступает период его эксплуатации) и, принимая $E = E_{\text{н.п}}$ (см. выше), имеем с учетом (2.13):

$$\sum_{j=1}^n (1 + E)^{-j} = \sum_{t=2}^{T_{\text{расч}}} (1 + E_{\text{н.п}})^{t-1}.$$

Следовательно, при $I_i = \text{const}$, различий между формулами (2.10) и (2.11) нет. В свою очередь, как указывалось ранее, (2.10) является частным случаем (2.9).

Сравнение составляющих из (2.8)—(2.11) показывает определенную схожесть указанных подходов при сравнении вариантов. Основное отличие заключается в том, что в состав издержек производства в (2.8)—(2.10) применительно к отечественным условиям ранее включались:

$$\left. \begin{aligned} I &= I_a + I_o + I_n + M(Y); \\ I_a &= I_{\text{к.р}} + I_p, \end{aligned} \right\} \quad (2.14)$$

где I_a — амортизационные отчисления; I_o — издержки обслуживания; I_n — издержки, связанные с возмещением потерь электроэнергии; $M(Y)$ — математическое

ожидающие ущерба из-за ненадежности; $I_{к.р}$ — отчисления на капитальный ремонт; I_p — отчисления на реновацию.

Из сравнения составляющих издержек производства в (2.11) и (2.14) видно, что зарубежная методика не учитывает амортизационную составляющую. Экономический смысл последней в (2.14), как известно, заключается в постепенном переносе стоимости основных средств на производимый продукт в целях возмещения их стоимости и накопления денежных средств для последующего (полного или частичного) восстановления основных средств. Амортизационные отчисления, накопленные к моменту выбытия основных средств, должны быть достаточными для их полного возобновления (реновации). Кроме того, фонд амортизации должен обеспечивать в пределах всего времени работы основных средств возможность их капитального ремонта, а так же модернизации.

В составляющих издержек выражения (2.11) отчисления на реновацию отсутствуют. Это наиболее принципиальное различие между (2.8)—(2.10) и (2.11). Дело в том, что амортизация в практике промышленно развитых стран, а в настоящее время и в России — систематическое и экономически обоснованное списание стоимости актива на расходы в течение срока его полезного использования. Это процедура распределения первоначальной стоимости затрат, но не оценки объекта основных средств, т.е. начисление амортизации теперь не приводит принудительно к накоплению денежных средств в объеме, позволяющем осуществить замену актива, и используется в целях налогообложения прибыли предприятия.

Таким образом, в современных условиях и применительно к отечественной практике выражение (2.14) следует переписать в следующем виде:

$$\left. \begin{aligned} I &= I_{к.р} + I_o + I_n + M(Y); \\ I_a &= I_p. \end{aligned} \right\} \quad (2.15)$$

В практических экономических расчетах часто сравнивают варианты электроустановок, различающихся с позиций надежности. При использовании (2.14) экономические последствия из-за ненадежности трактовались как ущерб и учитывались в виде дополнительных ежегодных издержек. Аналогичное обнаруживается и в (2.11).

Экономические последствия из-за ненадежности можно рассматривать с точки зрения поставщиков электроэнергии или с позиций общества в целом. Оценка экономических последствий из-за ненадежности учитывается с позиций поставщиков электроэнергии при принятии решений в том случае, если есть четкие правовые взаимоотношения между поставщиками энергии и потребителями, зафиксированные в двусторонних, юридически оформленных договорах или регламентированных в законодательстве. При этом штрафные санкции поставщика не могут быть списаны на его расходы и должны выплачиваться из прибыли. Тем не менее, и в промышленно развитых странах считается приемлемой оценка ущерба, нанесенного всему обществу. Полагают, что именно при таком подходе наиболее полно проявляется эффект от изменения надежности электроснабжения потребителей. Таким образом, методология учета экономических последствий из-за ненадежности электроустановок в структуре затрат (2.11) и (2.14) в определенной мере сопоставима.

Пример 2.1. Показать использование различных способов оценки затрат при сравнении вариантов электроустановки на примере обоснования и выбора структурной схемы электростанции.

Таблица 2.1. Затраты, определенные по (2.5)

Номер варианта	K , отн. ед.	$I_{к.р}$, отн. ед.	I_o , отн. ед.	I_n , отн. ед.	Z , отн. ед.	Z , %	Место
1	5978	173	120	278	1288	113,3	4
2	5762	167	115	309	1282	112,8	3
3	6094	177	122	312	1342	118,0	5
4	5768	167	115	300	1274	112,0	2
5	5558	161	111	198	1137	100,0	1
6	6891	200	138	287	1452	127,7	6

На рис. 2.1 представлены шесть вариантов структурной схемы электростанции [2.2]. В табл. 2.1 приведены результаты выбора предпочтительной схемы по (2.5) [2.2]. Расчеты велись по традиционной методике, нормативам отчислений и базовым ценам 1984 г., отраженным в многочисленных литературных источниках, например [2.3]. Здесь и далее затраты даны в относительных единицах, где базисной величиной принят рубль 1984 г. В расчетах учитывали три вида ежегодных издержек по (авто)трансформаторному оборудованию: затраты на капитальный ремонт, издержки обслуживания и издержки, связанные с возмещением потерь электроэнергии.

Заметим, что практикуемое до сих пор использование ценовых характеристик, имевших место в стране в 80-е годы, снижает при обосновании и выборе схем убедительность выводов. Указанный недостаток отчасти компенсируется при принятии решений. Так, при выборе предпочтительной схемы интерес представляют не абсолютные, а относительные затраты. Расходы на реализацию каждого варианта относятся к базисному значению. В качестве последнего используются затраты на один из вариантов. Стоимость оборудования схем может быть определена домножением соответствующей ценовой характеристики 80-х годов на повышающий коэффициент. Он в настоящее время для оборудования одной и той же отрасли в ряде случаев сопоставим. При обосновании и выборе схем обычно приходится сталкиваться с вариацией в них однородного, например электротехнического, или даже однотипного оборудования.

Графа «место» в табл. 2.1 ранжирует предпочтительность вариантов структурной схемы по критерию минимума затрат. Например, для первого варианта структурной схемы затраты, отн. ед., по (2.5) оценивались следующим образом:

$$Z = 0,12 \cdot 5978 + (173 + 120 + 278) = 1288.$$

В табл. 2.2 аналогичные расчеты проведены по (2.10) или, что то же самое, по (2.11). Значения $\Sigma I_{к.р}$, ΣI_o или ΣI_n в табл. 2.2 — это соответствующие ежегодные издержки $I_{к.р}$, I_o , I_n , умноженные на коэффициент соответственно из (2.10)

$$\sum_{t=2}^{31} (1 + E_{н.п})^{t-1} = 11,25$$

или из (2.11)

$$\frac{(1 + E)^{30} - 1}{E(1 + E)^{30}} = 11,25.$$

т.е. результирующие издержки за весь рассматриваемый период. В частности, при использовании (2.10) затраты, отн. ед., на первый вариант структурной схемы составят

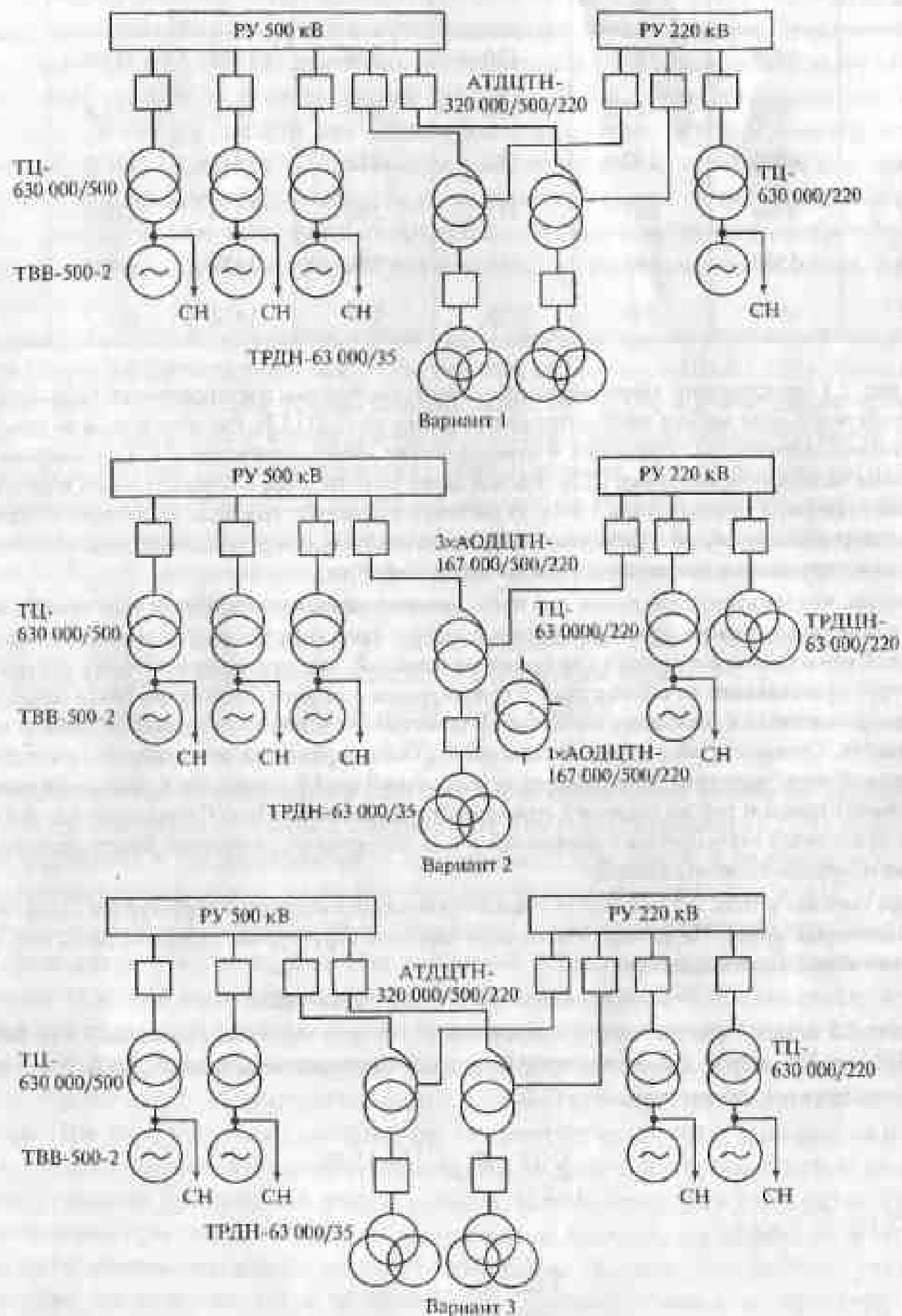


Рис. 2.1. Варианты структурной схемы электростанции

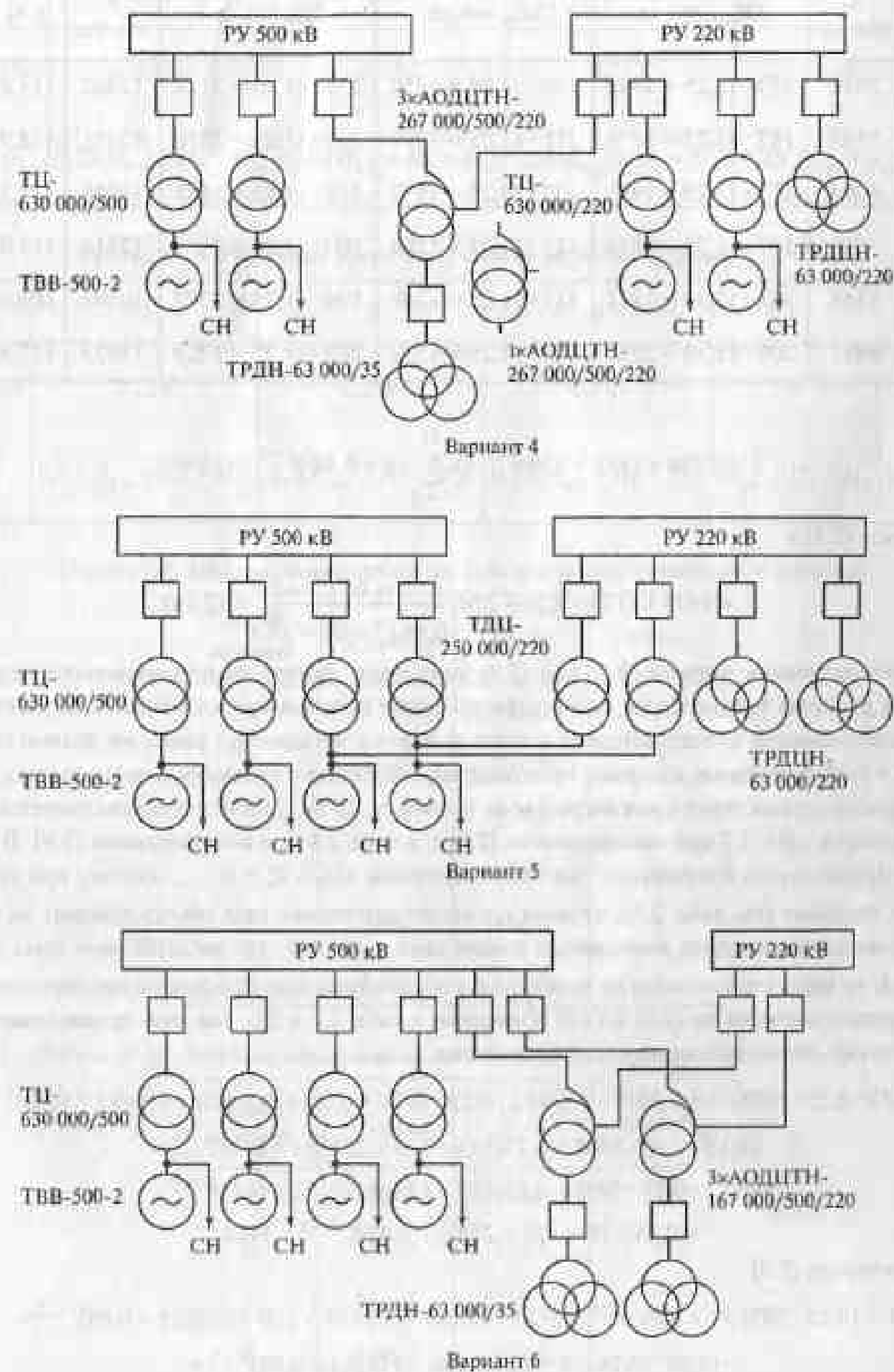


Рис. 2.1. Окончание

Таблица 2.2. Затраты, определенные по (2.10) или (2.11) при $E_{н.л} = E = 0,08$ и расчетном сроке службы электроустановки 30 лет ($n = 30$ или $T_{расч} = 31$)

Номер варианта	K , отн. ед.	$\Sigma H_{кр}$, отн. ед.	ΣH_0 , отн. ед.	ΣH_n , отн. ед.	\bar{Z} , отн. ед.	\bar{Z} , %	Место
1	5978	$173 \cdot 11,25 = 1946$	$120 \cdot 11,25 = 1350$	$278 \cdot 11,25 = 3128$	12402	113,8	3
2	5762	$167 \cdot 11,25 = 1879$	$115 \cdot 11,25 = 1294$	$309 \cdot 11,25 = 3476$	12411	113,9	4
3	6094	$177 \cdot 11,25 = 1991$	$122 \cdot 11,25 = 1373$	$312 \cdot 11,25 = 3588$	13046	119,7	5
4	5768	$167 \cdot 11,25 = 1879$	$115 \cdot 11,25 = 1294$	$300 \cdot 11,25 = 3375$	12316	113,0	2
5	5558	$161 \cdot 11,25 = 1811$	$111 \cdot 11,25 = 1249$	$198 \cdot 11,25 = 2277$	10895	100,0	1
6	6891	$200 \cdot 11,25 = 2250$	$138 \cdot 11,25 = 1553$	$287 \cdot 11,25 = 3229$	13923	127,8	6

$$\bar{Z} = 5978 + (173 + 120 + 278) \sum_{t=2}^{31} (1 + 0,08)^{1-t} = 12\,402,$$

а по формуле (2.11)

$$\bar{Z} = 5978 + (173 + 120 + 278) \frac{(1 + 0,08)^{30} - 1}{0,08(1 + 0,08)^{30}} = 12\,402.$$

При использовании формул (2.8) или (2.9) учитываются фактор одновременности затрат. Для упрощения расчетов предположим, что результирующие капитальные вложения K на электроустановку осуществляются последовательно в течение первых четырех лет равными долями (по 25% или $0,25K$ в год). Ежегодные издержки производства, связанные с вводом основных средств, учитываются в последующих годах и также равными долями по 25%. Соответствующие расчетные условия приведены в табл. 2.3 при использовании (2.8) и в табл. 2.4 при использовании (2.9). В (2.8) во внимание принимаются приращения ежегодных издержек $\Delta H_t = H_t - H_{t-1}$, поэтому при принятых расчетных условиях (см. табл. 2.3), начиная с шестого расчетного года объект выходит на уровень эксплуатации с неизменными ежегодными издержками и $\Delta H_t = 0$; что касается расчетных условий из табл. 2.4, то здесь учитываются не изменения, а абсолютные текущие ежегодные значения издержек. Результаты расчетов по (2.8) и (2.9) приведены в табл. 2.5 и 2.6. Так, при использовании (2.8) затраты, отн. ед., на первый вариант схемы составят

$$\begin{aligned} \bar{Z} = & (0,12 \cdot 0,25 \cdot 5978)(1 + 0,08)^{1-1} + [0,12 \cdot 0,25 \cdot 5978 + 0,25(173 + 120 + 278)](1 + 0,08)^{1-2} + \\ & + [0,12 \cdot 0,25 \cdot 5978 + 0,25(173 + 120 + 278)](1 + 0,08)^{1-3} + \\ & + [0,12 \cdot 0,25 \cdot 5978 + 0,25(173 + 120 + 278)](1 + 0,08)^{1-4} + \\ & + [0,25(173 + 120 + 278)](1 + 0,08)^{1-5} = 1114, \end{aligned}$$

а при применении (2.9)

$$\begin{aligned} \bar{Z} = & (0,25 \cdot 5978)(1 + 0,08)^{1-1} + [0,25 \cdot 5978 + 0,25(173 + 120 + 278)](1 + 0,08)^{1-2} + \\ & + [0,25 \cdot 5978 + 0,5(173 + 120 + 278)](1 + 0,08)^{1-3} + \\ & + [0,25 \cdot 5978 + 0,75(173 + 120 + 278)](1 + 0,08)^{1-4} + (173 + 120 + 278) \sum_{t=5}^{31} (1 + 0,08)^{1-t} = 11\,015. \end{aligned}$$

Таблица 2.3. Расчетные условия для оценки затрат по (2.8)

t , годы	1	2	3	4	5	Более 5
K_t , отн. ед.	$0,25K$	$0,25K$	$0,25K$	$0,25K$	0	0
ΔH_t , отн. ед.	0	$0,25(H_{кр} + H_0 + H_n)$	$0,25(H_{кр} + H_0 + H_n)$	$0,25(H_{кр} + H_0 + H_n)$	$0,25(H_{кр} + H_0 + H_n)$	0

Таблица 2.4. Расчетные условия для оценки затрат по (2.9) при $T_{расч} = 31$

t , годы	1	2	3	4	5	Более 5
K_t , отн. ед.	$0,25K$	$0,25K$	$0,25K$	$0,25K$	0	0
H_t , отн. ед.	0	$0,25(H_{кр} + H_0 + H_n)$	$0,5(H_{кр} + H_0 + H_n)$	$0,75(H_{кр} + H_0 + H_n)$	$H_{кр} + H_0 + H_n$	$H_{кр} + H_0 + H_n$

Таблица 2.5. Затраты, определенные по (2.8) (расчетные условия см. в табл. 2.3)

Номер варианта	\bar{Z} , отн. ед.	\bar{Z} , %	Место
1	1114	113,0	4
2	1108	112,4	3
3	1160	117,6	5
4	1101	111,7	2
5	986	100,0	1
6	1257	127,5	6

Таблица 2.6. Затраты, определенные по (2.9) (расчетные условия см. в табл. 2.4)

Номер варианта	\bar{Z} , отн. ед.	\bar{Z} , %	Место
1	11015	114,3	3
2	11020	114,4	4
3	11516	119,5	5
4	10937	113,5	2
5	9637	100,0	1
6	12368	128,3	6

Анализ результатов выбора варианта структурной схемы различными методами (см. табл. 2.1, 2.2, 2.5 и 2.6) демонстрирует, что их абсолютные значения существенно различаются. Однако относительные значения затрат (абсолютные затраты на какой-либо вариант, деленные на минимальные затраты наиболее экономичного варианта) оказываются почти неизменными, различаясь не более, чем на 1—2 %.

Наиболее предпочтительными являются пятый и четвертый варианты структурной схемы. Таким образом, на стадии проектирования при технико-экономическом сравнении вариантов электроустановок абсолютные характеристики затрат и методы их учета в общем случае не имеют принципиального значения. При том стоимостные показатели следует брать в одной экономической системе координат.

На основании вышеизложенного сформулируем следующие выводы:

— анализ методической базы технико-экономических сравнений вариантов электроустановок, имеющей место в мировой практике, показывает, что в качестве критерия оптимальности принимаемого решения принимается минимум известных в России приведенных затрат;

— приведенные затраты за расчетный срок службы электроустановки широко используются за рубежом и являются основным критерием оптимальности принимаемого технического решения в условиях либерализации электроэнергетического рынка и изменения форм собственности в отрасли. Формулу (2.9) и ее частный случай (2.10) или (2.11) целесообразно (см. Пример 2.1) использовать в отечественной практике. При этом для отдельно взятой электроустановки в качестве расчетного периода при приведении затрат используется расчетный срок ее службы;

— при сравнении вариантов электроустановок нет необходимости учитывать всю гамму их технико-экономических характеристик. Наиболее принципиально и важно принять во внимание стоимостные показатели электроустановки в одной экономической системе координат;

— выбор варианта электроустановки по минимуму приведенных затрат на ее сооружение и ремонтно-эксплуатационное обслуживание при выдерживании заданных технических ограничений даст при последующей эксплуатации максимальную прибыль в производственном процессе независимо от форм собственности в отрасли;

— область применения приведенных затрат должна ограничиваться, как и ранее, технико-экономическим сравнением для отбора предпочтительного варианта электроустановки и не заменяет собой показатели планово-экономической деятельности при регламентации взаимоотношений с органами власти при согласовании тарифов, определении источников финансирования строительства, оценки рентабельности производства, срока окупаемости инвестиций, а так же эффективности внедряемых энергосберегающих технологий.

При выполнении расчетов по (2.9)—(2.11) рекомендуется учитывать следующие положения:

— капитальные вложения на электроустановку оцениваются по укрупненным показателям стоимости, учитывающим затраты на ее монтаж, наладку, транспортировку;

— ежегодные издержки определяются суммой затрат на капитальный ремонт $I_{к.р.}$ издержек обслуживания I_0 , издержек I_{10} , связанных с возмещением потерь электроэнергии в элементах схемы;

— затраты на капитальный ремонт $I_{к.р.} = aK$, где a — норма отчислений на капитальный ремонт (значения a см. в [2.3], так, для силового электротехнического оборудования РУ всех классов напряжений $a = 0,029$ или 2,9 %);

— издержки обслуживания $I_0 = bK$, где b — норма отчислений на обслуживание (см. [2.3], например для силового электротехнического оборудования РУ напряжением до 150 кВ $b = 0,03$, а 220 кВ и выше — $b = 0,02$);

— издержки, связанные с возмещением потерь электроэнергии (технологическим расходом на передачу электроэнергии) $I_{10} = \sum_j z_{3,уд} \Delta W_j$, где $z_{3,уд}$ — удельные замы-

кающие затраты на возмещение j -х потерь электроэнергии $\Delta W_j = \Delta P_{max} \tau$; здесь ΔP_{max} — потери активной мощности при максимальной в продолжительном режиме нагрузке; τ — годовое время максимальных потерь. Значения τ в зависимости от числа часов использования максимума нагрузки T_{max} приведены ниже:

T_{max} , ч	2500	3000	4000	5000	6000	7000	8000	8760
τ , ч	1000	1250	1800	2750	3800	5500	7350	8760

Значения $z_{3,уд} = f(\tau)$ см. в [1.2]. Потери энергии в проектируемой электроустановке учитываются как дополнительный потребитель электроэнергии в системе. В покрытии этой дополнительной нагрузки участвуют базовые и пиковые электростанции. Поэтому удельные замыкающие затраты на возмещение потерь электроэнергии включают в себя не только стоимость ее производства, но и долевые затраты на сооружение электростанций рассматриваемого типа. По этой причине значения $z_{3,уд}$ могут заметно превосходить тарифы на отпускаемую электроэнергию. Действительно, чтобы потерять электроэнергию, сначала необходимо создать в энергосистеме сам источник генерирующий мощности.

Экономические последствия из-за ненадежности схем электрических соединений включают в приведенные затраты как математическое ожидание одной из составляющих ежегодных издержек (2.15). Их оценка является наиболее сложной задачей при обосновании и выборе схем электрических соединений.

2.6. Показатели надежности

Основные термины и определения. Как уже отмечалось, *надежность* — свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Надежность тесно связана с категориями *работоспособности* и *отказа*. *Работоспособность* — это состояние объекта, при котором он способен выполнять все или часть заданных функций в полном или частичном объеме. *Полностью работоспособным* является состояние, при котором заданные функции выполняются в полном объеме. Если объект не может выполнять ни одной функции, имеет место *неработоспособное* состояние, во всех других случаях — *частично работоспособное* состояние.

Случайное событие — всякий факт, который в результате опыта может произойти или не произойти. Случайное событие, заключающееся в переходе от полностью работоспособного к частично или неработоспособному состоянию, представляет собой *отказ работоспособности*. Отказы могут быть внезапными, постепенными, полными,

частичными, устойчивыми, неустойчивыми, зависимыми и независимыми. Независимый отказ не обусловлен отказом другого элемента. Отказы элементов схем электрических соединений могут приводить к аварийному недоотпуску электроэнергии и связанными с ним экономическими последствиями из-за ненадежности.

При анализе надежности объектов электроэнергетики рассматривают *безотказность, живучесть, ремонтпригодность*. Безотказность — это свойство объекта непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого промежутка времени. Живучесть — это свойство объекта противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением питания потребителей. Ремонтпригодность заключается в приспособленности объектов к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов и устранению их последствий.

Для расчета показателей надежности применяются следующие методы: анализ статистического материала, статистических испытаний, аналитические. Метод анализа статистического материала используется, когда для принятия решения количественная оценка надежности не играет существенной роли (производится качественная оценка надежности). Метод статистических испытаний применяют при недостатке информации, используя априорные законы распределения вероятностей. Аналитическими (расчетными) методами определяются количественные характеристики надежности.

Для определения количественных характеристик надежности используются методы теории вероятностей, основанные на анализе исхода опыта. Исход опыта представляет собой событие. События бывают случайные и детерминированные (неслучайные). Мерой объективной возможности случайного события является его вероятность.

Пусть имеется дискретное множество элементарных событий E_1, E_2, \dots, E_j . Если каждую его точку можно охарактеризовать неотрицательным числом $S(E_j)$ так, что

$$S(E_1) + S(E_2) + \dots = 1,$$

то число $S(E_j)$ называют вероятностью элементарного события. Вероятность $S(A)$ любого события A есть сумма вероятностей элементарных событий, из которых оно состоит. В частном случае, когда пространство элементарных событий состоит из конечного числа N и вероятность каждого из них равна $1/N$, вероятность события A

$$S(A) = m/N,$$

где m — число элементарных событий, входящих в A .

В другом простейшем случае, когда пространство T заполняют одинаковые по объему (площади, длине, времени) элементарные события t_0 , вероятность каждого из которых

$$S(E_j) = t_0/T,$$

вероятность $S(A)$ события A равна отношению объема T_0 , содержащегося в A , ко всему объему, т.е.

$$S(A) = T_0/T.$$

Таким образом, в первом случае вероятность характеризуется отношением числа случаев («схема урн»), во втором — отношением мер.

Пример 2.2. Пусть в урне имеется $N = 10$ шаров, из них $m = 4$ белых, а остальные черные. Нас интересует вероятность события A — вытащить с первого раза белый шар. В этом случае вероятность элементарного события $1/10$, и вероятность события A , согласно определению, $S(A) = 4/10 = 0,4$.

Пример 2.3. Среднестатистической простой трансформатора составляет 23,9 ч в год, тогда вероятность его простоя $S = 23,9/8760 = 0,04$.

Суммой событий называется событие, состоящее в появлении хотя бы одного из них.

Пример 2.4. При наблюдении за работой пяти генераторов происходят следующие события: A_0 — работают все генераторы; A_1 — в аварийном простое один генератор; A_2 — два; ...; A_5 — пять. Событие $A = A_0 + A_1 + A_2$, например, означает, что в аварийном простое находится не более двух генераторов, а событие $B = A_3 + A_4 + A_5$ — в аварийном простое три и более генераторов. События $A_0 - A_5$ образуют полную группу событий, т.е. одно из них обязательно имеет место, и сумма вероятностей этих событий равна единице.

Два события являются *противоположными*, если в результате опыта наступает одно из них, поэтому

$$S(A) + S(\bar{A}) = 1.$$

Пример 2.5. Вероятность отключенного от сети состояния генератора $S(\bar{A}) = 0,2$. Тогда вероятность его включенного состояния $S(A) = 1 - 0,2 = 0,8$.

События A и B называются *совместными*, если при осуществлении одного из них возможно другое. Если другое событие невозможно, то события A и B *несовместные*. Теорема сложения вероятностей утверждает, что вероятность суммы несовместных событий равна сумме вероятностей этих событий.

Пример 2.6. Событие A , заключающееся в потере генерирующей мощности (рис. 2.2), может произойти, если откажет или генератор (событие A_1), или трансформатор (событие A_2), или выключатель (событие A_3). При этом $S(A) = S(A_1) + S(A_2) + S(A_3)$.

События называются *независимыми*, если вероятность каждого из них не зависит от наступления другого. Например, отказы выключателей в разных цепях — независимые события. Теорема умножения вероятностей утверждает, что вероятность произведения, т.е. одновременного наступления двух независимых событий A и B , равна произведению их вероятностей, т.е.

$$S(AB) = S(A)S(B).$$

Пример 2.7. Турбогенератор выдает мощность в систему через два повышающих трансформатора. Вероятность аварийного простоя последних $S(A) = S(B) = 2 \cdot 10^{-3}$. Тогда вероятность аварийного простоя турбогенератора из-за одновременного отказа трансформаторов $S(A)S(B) = 4 \cdot 10^{-6}$.

Для численной характеристики исхода опыта используется понятие *случайной величины*. Случайная величина — это переменная, принимающая то или иное численное значение в результате испытаний, причем неизвестно заранее какое. Дискретная случайная величина принимает отдельные значения, непрерывная — все значения из заданного интервала. Случайная величина



Рис. 2.2. Практически несовместные события: $S(A_1)$ — вероятность отказа генератора; $S(A_2)$ — трансформатора; $S(A_3)$ — выключателя

Таблица 2.7. Статистический ряд распределения

ΔP , МВт	0	100	200	300	400	500	...
$t_{\text{деф}}^n$	8450	100	60	50	40	30	...
S , отн. ед.	0,96461	0,01416	0,00685	0,00571	0,00456	0,00342	...
J , отн. ед.	1	0,03539	0,02123	0,01438	0,00867	0,00411	...

характеризуется законом распределения вероятностей. Для непрерывной случайной величины — это функция распределения, для дискретной — ряд распределения. Функция распределения имеет вид

$$F(x) = S(X < x),$$

где $S(X < x)$ — вероятность события $X < x$; x — текущая переменная.

Для получения ряда распределения вероятностей, допустим дефицита мощности в энергоузле (здесь и далее под энергоузлом понимаем энергосистему, электростанцию с присоединенной нагрузкой или нагрузочный узел), необходимо для промежутка времени, например года, зафиксировать значения дефицитов ΔP и их продолжительность $t_{\text{деф}}$. Статистическая вероятность дефицита мощности, согласно представлению вероятности как отношения мер, определяется выражением $S = t_{\text{деф}}/8760$. В табл. 2.7 приведен статистический ряд распределения вероятностей дефицита мощности для одной из энергосистем и интегральная вероятность дефицита мощности J (вероятность дефицита мощности ΔP и более). Очевидно, что $J = 1$ при $\Delta P \geq 0$. Заметим, что $\Delta P = \alpha \varepsilon$, где $\alpha = 0, 1, 2, \dots$; $\varepsilon = 100$ МВт (расчетная ступень мощности).

Пример 2.8. Определить ряд распределения вероятностей дефицита мощности энергообъединения, состоящего из двух энергоузлов, используя теоремы сложения и умножения вероятностей. Ряды распределения вероятностей дефицита мощности для отдельных энергоузлов приведены ниже:

Событие	Объединение	Узел 1	Узел 2
Отсутствие дефицита мощности	S^0	S_1^0	S_2^0
Дефицит мощности ε	S^ε	S_1^1	S_2^1
Дефицит мощности 2ε	$S^{2\varepsilon}$	S_1^2	S_2^2
Дефицит мощности 3ε	$S^{3\varepsilon}$	S_1^3	S_2^3
...

Дефицита мощности в объединении не будет, если его не будет в первом и во втором энергоузлах, т.е.

$$S^0 = S_1^0 S_2^0,$$

аналогично

$$S^\varepsilon = S_1^1 S_2^0 + S_1^0 S_2^1;$$

$$S^{2\varepsilon} = S_1^2 S_2^0 + S_1^1 S_2^1 + S_1^0 S_2^2;$$

...

На основе функций (рядов) распределения могут быть построены интегральные функции (ряды) распределения.

Показатели надежности элементов схем электрических соединений. Оценка экономических последствий из-за ненадежности схем сопряжена с определением вероятностей их аварийного состояния. Расчет вероятностей предусматривает учет параметров надежности элементов схем: параметра потока отказов, времени восстановления, частоты и длительности капитального и текущего ремонтов. Для практических расчетов используют интегральные показатели — время и вероятность аварийного простоя.

Под элементом схемы понимают совокупность комплектов оборудования, объединенных ошиновкой или разъединителями. Элементами схем являются генерирующие агрегаты, линии электропередачи, (авто)трансформаторы, выключатели, отделители, короткозамкатель, присоединения. Последние как элемент вводятся в схемах со сборными шинами, и под присоединением понимается разъединитель (одна система шин) или разъединители (две и более систем шин) с ошиновкой.

Поток отказов элементов является потоком случайных событий (рис. 2.3). При выработке решений принимают, что свойствами потока отказов элементов схем являются:

- ординарность — вероятность появления двух и более отказов в течение малого промежутка времени невелика по сравнению с вероятностью появления одного отказа;
- отсутствие последствия — вероятность отказов на заданном отрезке времени не зависит от того, сколько было отказов на другом отрезке, не пересекающимся с ним;
- стационарность — вероятность отказа на отрезке времени зависит от длительности отрезка, но не зависит от его положения на оси времени.

При наличии этих свойств поток отказов элементов схем подчиняется закону Пуассона. У восстанавливаемых элементов параметр потока отказов (среднее число отказов), 1/год, определяется как плотность вероятности возникновения отказов за рассматриваемый период, т.е.

$$\omega = m/(nT),$$

где m — число отказов наблюдаемых n элементов за время T .

Повреждаемость линий электропередачи зависит от их длины l и поэтому параметр потока отказов, 1/год,

$$\omega = \omega_0 l / 100,$$

где $\omega_0 = m'/(lT/100)$ — удельное значение ω , 1/(год \times 100 км); m' — число отказов линий рассматриваемого класса напряжения за время наблюдения T .

Время аварийного простоя T_n определяется временем восстановления элемента схемы T_B или оперативных переключений $T_{o.n}$ и временем восстановления технологического процесса $T_{в.п}$, поэтому

$$T_n = T_B \quad (2.16a)$$

или

$$T_n = T_{o.n} + T_{в.п} \quad (2.16b)$$

Время оперативных переключений составляет 30—45 мин, а время восстановления технологического процесса, например, при пуске блоков ТЭС из горячего состоя-

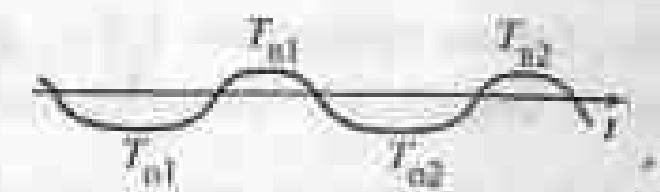


Рис. 2.3. Поток случайных событий: T_o — время наработки на отказ, T_n — время восстановления

ния, равно примерно 1,5 ч, для АЭС — 2—4 ч. Время восстановления элемента схемы, ч, определяется на основе статистических данных

$$T_{\text{в}} = \left(\sum_{i=1}^m T_{\text{в}i} \right) / m,$$

где $T_{\text{в}i}$ — время аварийно-восстановительного ремонта при возникновении i -го отказа.

Вероятность аварийного простоя, отн. ед., (относительная длительность расчетного периода), согласно определению вероятности как отношения мер определяется

$$S = \omega T_{\text{в}} / 8760. \quad (2.17)$$

Показатели плановых ремонтов регламентированы нормативными документами. Для электротехнического оборудования это следующие показатели:

- частота капитального ремонта $\mu_{\text{кп}}^*$, 1/год;
- длительность капитального ремонта, $T_{\text{кп}}^*$, ч;
- частота текущего ремонта $\mu_{\text{тек}}^*$, 1/год;
- длительность текущего ремонта, $T_{\text{тек}}^*$, ч.

Данные параметры являются детерминированными. Случайность их проявления определяется только моментами начала и окончания ремонта.

Расчет показателей надежности. Количественная оценка показателей надежности схем сводится к расчету надежности последовательно и параллельно соединенных элементов.

Последовательное с позиций надежности называется такое соединение элементов, при котором отказ любого из них приводит к потере работоспособности объекта. Например, КЗ на любом выключателе (рис. 2.4) 3 или 4 приведет к нарушению работоспособности элемента 1. Этот факт отражается логической схемой, приведенной на рис. 2.5.

Отказы элементов схем электрических соединений можно считать практически несовместными событиями, поэтому для i -х последовательно соединенных элементов:

$$\omega = \sum_i \omega_i; S = \sum_i S_i; T_{\text{в}} = 8760 \sum_i S_i / \sum_i \omega_i.$$

Ремонт элементов, соединенных в схеме последовательно, в целях уменьшения общего времени планового простоя $T_{\text{пл}}$ следует проводить одновременно в период ремонта элемента с наибольшим $T_{\text{пл}}$, т.е. $T_{\text{пл}} = \max\{T_{\text{пл}i}\}$.

Параллельное с позиций надежности считается такое соединение элементов схем, при котором отказ одного из них не приводит к потере ее работоспособности или вызывает частичную потерю последней. Для элементов схем электрических соединений отказы элементов (кроме двухцепных линий электропередачи) можно считать независимыми событиями. В этом случае для i -х параллельно соединенных элементов:

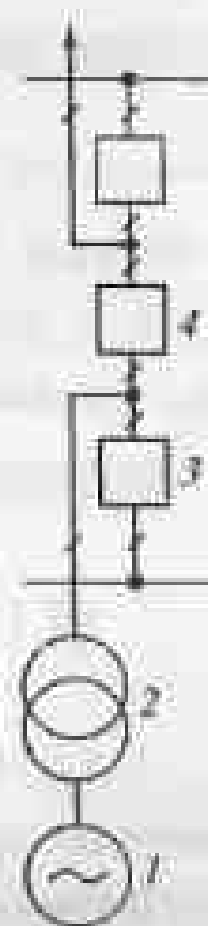


Рис. 2.4. Схема подключения энергоблока:
1 — генератор; 2 — трансформатор; 3, 4 — выключатели



Рис. 2.5. Логическая схема надежности:
1—4 — элементы схемы на рис. 2.4

$$S = \prod_i S_i; T_{\text{в}} = \min\{T_{\text{в}i}\}; \omega = 8760S/T_{\text{в}}.$$

Одновременный отказ двух и более элементов при обосновании и выборе схем является нерасчетной аварией из-за низкой вероятности такого события. И в практике проектирования за расчетные аварии принимают лишь единичные отказы элементов и отказы одного элемента во время планового ремонта другого. Рассмотрим расчетные выражения для двух параллельно соединенных элементов (рис. 2.6, а).

Пусть в плановом ремонте находится элемент 2 (рис. 2.6, а, б). Среднее число отказов $\omega_{\text{ср}}$ первого элемента во время планового простоя второго $\omega_{\text{ср}} = \omega_1 T_{\text{пл}2} / 8760$. Если $T_{\text{пл}2} > T_{\text{в}1}$ (рис. 2.6, в) и момент отказа первого элемента попадет в область Б, время аварийного простоя двух параллельно соединенных элементов будет определяться моментом окончания планового ремонта элемента 2. В среднем это время $T_{\text{в}}' = T_{\text{в}1} / 2$, а вероятность этого события $S' = T_{\text{в}1} / T_{\text{пл}2}$. Если момент отказа первого элемента попадет в область А, то время аварийного простоя будет определяться временем восстановительного ремонта элемента 1, т.е. $T_{\text{в}}'' = T_{\text{в}1}$, а вероятность данного события $S'' = 1 - T_{\text{в}1} / T_{\text{пл}2}$.

Среднее время аварийного простоя при отказе первого элемента во время планового ремонта второго

$$T_{\text{ср}} = T_{\text{в}}' S' + T_{\text{в}}'' S'' = (T_{\text{в}1} / 2) T_{\text{в}1} / T_{\text{пл}2} + T_{\text{в}1} (1 - T_{\text{в}1} / T_{\text{пл}2}) = T_{\text{в}1} [1 - T_{\text{в}1} / (2T_{\text{пл}2})],$$

а вероятность

$$S_{\text{ав}1\text{пл}2} = \omega_{\text{ср}} T_{\text{ср}} / 8760 = \omega_1 T_{\text{пл}2} T_{\text{в}1} [1 - T_{\text{в}1} / (2T_{\text{пл}2})] / 8760^2. \quad (2.18)$$

Если $T_{\text{пл}2} \leq T_{\text{в}1}$ (рис. 2.6, г), то длительность простоя будет определяться временем окончания планового ремонта элемента 2. В среднем оно равно $T_{\text{ср}} = T_{\text{пл}2} / 2$, а вероятность данного события

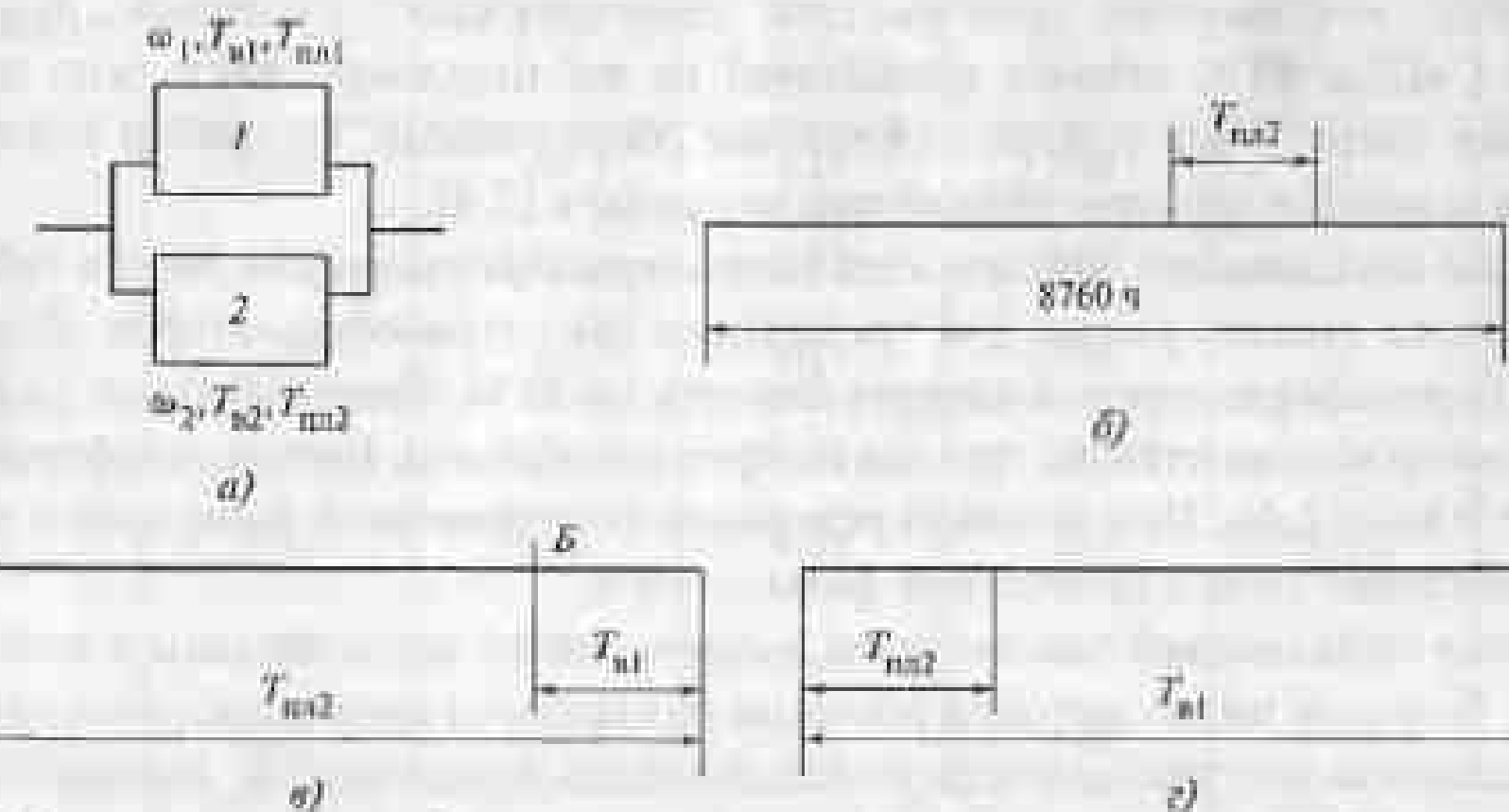


Рис. 2.6. К расчету показателей надежности схем при параллельном соединении элементов:
а — расчетная схема; б — состояние планового ремонта; в — совмещение событий при $T_{\text{пл}2} > T_{\text{в}1}$;
г — совмещение событий при $T_{\text{пл}2} \leq T_{\text{в}1}$

$$S_{ав1пл2} = 0,5\omega_1 T_{пл2}^2 / 8760^2. \quad (2.19)$$

С учетом периодичности капитального и текущего ремонтов вероятность аварийного простоя одного элемента во время планового ремонта другого

$$S = \mu_{кап2} S_{ав1кап2} + \mu_{тек2} S_{ав1тек2}. \quad (2.20)$$

где $S_{ав1кап2}$ и $S_{ав1тек2}$ определяются по (2.18) или (2.19) подстановкой в них вместо $T_{пл}$ соответственно $T_{кап2}$ и $T_{тек2}$. При этом средняя частота возникновения аварийной ситуации

$$\omega_{ср} = \omega_1 (\mu_{кап2} T_{кап2} + \mu_{тек2} T_{тек2}) / 8760.$$

В целях обеспечения эксплуатационной гибкости схем желательно на стадии проектирования не накладывать ограничений на сезонное время проведения плановых ремонтов отдельных элементов (кроме требования одновременного планового ремонта последовательно соединенных элементов, что всегда экономически оправдано). Однако такие ограничения могут возникнуть из-за нехватки ремонтного персонала и оборудования. В ряде случаев введение ограничений оправдано снижением требований к некоторым параметрам установленного оборудования. Например, мощность (авто)трансформаторов подстанций может быть выбрана значительно меньшей при планировании их ремонтов в период сезонного снижения нагрузки потребителей. В расчетные затраты варианта схемы с принятым ограничением на проведение ремонтов должны быть введены дополнительные (примерно 20—30 %) издержки на обслуживание.

2.7. Модели надежности элементов схем

При оценке надежности схем электрических соединений во внимание принимаются параметры надежности их элементов: генерирующих агрегатов; (авто)трансформаторов; выключателей; линий электропередачи, а так же сборных шин. Далее рассматриваются модели и значения показателей надежности элементов схем применительно к задачам учебного проектирования.

Значения показателей надежности генерирующих агрегатов приведены в табл. 2.8. Свыше 80 % отказов приходится на теплосиловую часть электростанции, оставшаяся часть — на электротехническое оборудование. Подробно показатели надежности агрегатов электростанций рассмотрены в [2.4].

Значения показателей надежности (авто)трансформаторов даны в табл. 2.9. Параметр потока отказов указан для трехфазных (авто)трансформаторов. Для однофазных (авто)трансформаторов ω следует снизить на 20 %. Таким образом, результирующий параметр потока отказов группы из трех однофазных (авто)трансформаторов составит $3 \cdot 0,8\omega = 2,4\omega$. При наличии резервной бесперекатной фазы время аварийного простоя составит 10 ч, а перекатной фазы — 80 ч.

Значения показателей надежности выключателей представлены в табл. 2.10. Существует большое число методов расчетов надежности схем электрических соединений. В основном они различаются моделью отказа выключателя. Упрощенная модель отказа выключателя характеризуется следующим:

— параметр потока отказов учитывает все аварийные отключения, связанные с эксплуатацией выключателя, без дифференциации причин их возникновения;

— отказы выключателей, приводящие к внезапному отключению смежных соединений (так называемые отказы типов «КЗ в обе стороны» и «КЗ в одну (каждую) сторону»), учитываются коэффициентом, равным 0,6—0,7. Остальная часть отказов (соответственно 0,3—0,4) обычно обнаруживается персоналом при обходах или осмотрах и требует вывода в аварийно-восстановительный ремонт лишь рассматриваемого выключателя (отказ типа «разрыв»);

— параметр потока отказов выключателей различают в цепях ВЛ (имеют наивысшее значение) и в других цепях (более низкое).

Таблица 2.8. Характеристики надежности агрегатов электростанций

Параметр	ГЭС с агрегатами мощностью, МВт		ТЭС с поперечными связями с агрегатами мощностью, МВт		КЭС с агрегатами мощностью, МВт					АЭС с агрегатами мощностью, МВт
	менее 100	100 и более	менее 100	100 и более	100	200	300	500	более 500	
ω , 1/год	1	1	3	3	4	4	6	8	10	5
$T_{ср}$, ч	40	60	50	70	50	60	90	100	110	200
$\mu_{кап}$, 1/год	0,2	0,2	0,25	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1
$T_{кап}$, ч	100	200	700	1000	700	900	1100	1400	2000	1100
$\mu_{тек}$, 1/год	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
$T_{тек}$, ч	0	0	15	15	20	20	30	50	90	240

Таблица 2.9. Характеристики надежности (авто)трансформаторов

Номинальное напряжение, кВ	Параметр					
	ω , 1/год	$T_{ср}$, ч	$\mu_{кап}$, 1/год	$T_{кап}$, ч	$\mu_{тек}$, 1/год	$T_{тек}$, ч
10	0,005	60	0,17	100	2	6
35	0,01	50	0,17	200	2	10
110	0,02	100	0,17	300	2	12
220	0,02	200	0,17	350	2	14
330	0,04	250	0,17	350	2	15
500	0,03	500	0,1	400	1	60
Более 500	0,03	625	0,1	490	1	60

Примечания: 1. Для одной фазы группы однофазных (авто)трансформаторов ω , принятый по данной таблице, уменьшается на 20 %.

2. При установке резервной фазы $T_{ср}$ составит 10 ч для бесперекатной и 80 ч для перекатной фазы.

Таблица 2.10. Характеристики надежности выключателей

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Параметры						
		ω , 1/год	$\omega_{\text{отк}}$, 1/год	$T_{\text{от}}$, ч	$\mu_{\text{отк}}$, 1/год	$T_{\text{отк}}$, ч	$\mu_{\text{рем}}$, 1/год	$T_{\text{рем}}$, ч
Воздушные	До 20	0,04	0,04	10	0,2	80	2	6
	35	0,04	0,08	12	0,2	100	2	6
	110	0,05	0,1	25	0,2	230	2	10
	220	0,06	0,15	40	0,2	500	2	24
	330	0,07	0,2	60	0,2	750	2	36
	500	0,08	0,2	90	0,2	900	1	90
	Более 500	0,12	0,3	120	0,12	1200	0,5	325
Масляные	10	0,01	0,01	10	0,17	30	2	6
	35	0,01	0,02	12	0,17	40	2	6
	110	0,01	0,03	25	0,17	160	2	12
	220	0,01	0,07	40	0,17	250	2	24

Примечания: 1. ω_1 — в цепях воздушных линий, ω — в остальных цепях.

2. Отказы выключателей, приводящие к отключению смежных присоединений, составляют 60—70 % общего числа отказов.

Дальнейшее упрощение модели отказа выключателя предполагает ужесточение расчетных условий, когда все отказы считаются отказами типа «КЗ в обе стороны», что особенно широко используется в зарубежной практике.

В более полной, уточненной модели отказа выключателя во внимание принимают отказы, приводящие к обесточению собственно присоединения в статическом состоянии и при оперативных переключениях, а также отказы, вызывающие отключение смежных присоединений в статическом состоянии, при оперативных переключениях и отключении КЗ.

Так, параметр потока отказов, приводящих к обесточению собственно присоединения, выключателя, установленного не в цепях ВЛ:

$$\omega_1 = \omega_p + a_p(\mu_{\text{отк}} + \mu_{\text{рем}}), \quad (2.21)$$

где ω_p — параметр потока отказов типа «разрыв» выключателя в статическом состоянии; a_p — коэффициент, характеризующий отказы типа «разрыв» выключателя при оперативных переключениях; $\mu_{\text{отк}}$ и $\mu_{\text{рем}}$ относятся к присоединению, в котором установлен рассматриваемый выключатель.

Параметр потока отказов, приводящих к отключению смежных присоединений, выключателя, установленного не в цепях ВЛ:

$$\omega_2 = \omega_{\text{отк}} + a_{\text{о.п}}(\mu_{\text{отк}} + \mu_{\text{рем}}) + a_k \omega_{\text{пр}}, \quad (2.22)$$

где $\omega_{\text{отк}}$ — параметр потока отказов, приводящих к отключению смежных присоединений в статическом состоянии; $a_{\text{о.п}}$ и a_k — коэффициенты, характеризующие отказы, приводящие к отключению смежных присоединений при оперативных переключениях и при отключении КЗ; $\omega_{\text{пр}}$ — параметр потока отказов присоединения, в котором установлен выключатель.

Параметр потока отказов, приводящих к обесточению собственно присоединения, выключателя в цепях ВЛ:

$$\omega_3 = \omega_p + a_p \mu_{\text{рем}} l, \quad (2.23)$$

где $\mu_{\text{рем}}$ — частота текущего ремонта ВЛ, приведенная к единице ее длины l .

Параметр потока отказов, приводящих к отключению смежных присоединений, выключателя в цепях ВЛ:

$$\omega_4 = \omega_{\text{отк}} + a_{\text{о.п}} \mu_{\text{рем}} l + a_k \omega_j, \quad (2.24)$$

где ω_j — результирующий параметр потока отказов ВЛ (устойчивых и неустойчивых) на единицу ее длины.

Значения коэффициентов из (2.22)—(2.24) приведены в [2.4, 2.5] и ряде других работ. Например, по данным [2.5] отношение количества отказов выключателя при отключении КЗ к числу отключенных КЗ без учета отказов устройств РЗА равно 0,002—0,006.

Расчеты показывают, что использование упрощенной модели отказов приводит к завышению параметра потока отказов выключателей. С учетом стохастического характера исходной информации и заблаговременности принятия решений уточненную модель отказа выключателя имеет смысл применять при анализе уже выбранной схемы в различных режимах работы. Таким образом, для учебных и инженерных расчетов рекомендуются упрощенные модели отказа выключателя. В этом случае облегчаются статистическое определение параметров отказа и расчет показателей надежности схем электрических соединений.

Значения показателей надежности воздушных линий приведены в табл. 2.11. Параметр потока отказов характеризует устойчивые отказы. Фактическое число аварийных отключений превышает их в 3—4 раза, т.е. подавляющая часть непреднамеренных отключений ВЛ является неустойчивыми и ликвидируется действием автоматического повторного включения (АПВ).

Для двухцепных линий различается ω для одной цепи и одновременно для двух цепей: до 20—25 % общего числа отказов ВЛ связано с разрушением их опор и одновременным отключением обеих цепей. В ряде случаев значениям параметра потока отказов ставят в соответствие [2.5] типы опор: деревянные, металлические, железобетонные.

Плановые ремонты ВЛ проводят в пролетах и поочередно. Длительность одного планового простоя не превышает 10—12 ч. Для ВЛ напряжением 500 кВ и выше некоторые ремонтные работы ведутся под напряжением (без отключения линии). К ним относится замена фазных дистанционных распорок, поддерживающих зажимов и дефектных изоляторов. Это заметно сокращает количество и продолжительность плановых простоев ВЛ, благоприятно сказываясь на надежности и живучести энергосистем.

Значения показателей надежности сборных шин приведены в табл. 2.12. Аварии систем сборных шин сопряжены с повреждениями их составных элементов: ошиновки, шинных разъединителей и оборудования ячеек трансформаторов напряжения, состоящих из трансформатора напряжения, разъединителя, разрядника или нелинейного ограничителя перенапряжений, подключаемых к шинам.

Таблица 2.11. Характеристики надежности воздушных линий

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Параметр			
		$\mu_{\text{рек}}$, 1/год, на 100 км	$T_{\text{рек}}$, ч	$\mu_{\text{отк}}$, 1/год	$T_{\text{отк}}$, ч
Двухцепные	10	1,6/0,4	7/20	2/4	10/10
	35	1,1/0,3	7/20	3/6	12/12
	110	0,9/0,2	4/27	4/8	12/12
	220	0,5/0,1	2/36	5/10	12/12
Одноцепные	10	2	5	2	10
	35	1,4	9	3	12
	110	1,1	9	4	12
	220	0,6	10	5	12
	330	0,5	12	7	12
	500	0,4	17	9	12
	Более 500	0,2—0,3	20—6	10	12

Примечания: 1. В числителе — для одной цепи, в знаменателе — для двух цепей.
 2. Параметры планового ремонта даны без учета возможности ремонта линий под напряжением.
 3. Параметр $\mu_{\text{рек}}$ дан для средних длин линий. В других случаях рекомендуется использовать следующие данные: при 10 кВ $\mu_{\text{рек}} = 6,7$ 1/год на 100 км на одну цепь; 35 кВ — 30; 110 кВ — 10; 220 и 330 кВ — 5; 500 кВ — 3; более 500 кВ — 2,5. Для ВЛ 500 кВ и выше при ремонте под напряжением $\mu_{\text{рек}} = 1$ 1/год на 100 км, $T_{\text{рек}} = 12$ ч.

Таблица 2.12. Характеристики надежности сборных шин (на одно присоединение)

Функциональные особенности схемы	Параметр					
	ω_1 , 1/год	ω_2 , 1/год	$T_{\text{рек}}$, ч	$\mu_{\text{рек}}$, 1/год	$T_{\text{отк}}$, ч	
Разъединители с оперативными функциями, напряжение, кВ:	110	0,01	0,005	2	1	2
	220	0,01	0,005	4	1	3,5
	330	0,01	0,005	5,5	1	5,5
Разъединители без оперативных функций, напряжение, кВ:	110	0,001	—	2	1	2
	220	0,001	—	4	1	3,5
	330	0,001	—	5,5	1	5,5
	500	0,001	—	6,3	1	6,3
	Более 500	0,001	—	7,6	1	7,6

Примечание: Параметр ω_1 характеризует отказы, приводящие к потере одной системы сборных шин, ω_2 — одновременно двух систем сборных шин.

Отказы сборных шин идентифицируются следующими событиями: отказами шинных разъединителей; отказами оборудования в ячейке трансформатора напряжения; набросами посторонних предметов на ошиновку; ошибочным включением заземляющих ножей шинных разъединителей, находящихся под напряжением; ложными действиями РЗА, отказами во вторичных цепях; ошибками проектирования; неустановленными причинами.

Принципиальное значение имеет наличие или отсутствие в схемах коммутации оперативных функций шинных разъединителей. Так, в схеме с двумя системами сборных шин с обходной системой шин (сокращенно «две системы шин с обходной») шинные разъединители позволяют выполнять оперативные переключения и создавать видимый разрыв при ремонтах. Почти четверть отказов сборных шин приводит (табл. 2.13) к их одновременному потуханию, а оставшаяся часть — к потуханию лишь одной системы шин. В табл. 2.12 выделены параметр ω_1 , приводящий к потуханию одной системы сборных шин, и ω_2 — одновременно двух систем.

Доля разъединителей в общей аварийности сборных шин составляет приблизительно 25 % (см. табл. 2.13). Статистические данные показывают [1.3], что значение параметра потока отказов разъединителей составляет всего 0,0005—0,0016 1/год, поэтому при оценке суммарного параметра потока отказов в схемах электроустановок разъединители не следует рассматривать как самостоятельные элементы.

В схемах коммутации, где нет оперативных функций разъединителей (например, схема полуторная, многугольников и др.), модель надежности сборных шин характеризуется только параметром потока отказов ω_1 .

Значения показателей надежности КРУЭ. Комплектные РУ с элегазовой изоляцией появились на мировом рынке в конце 60-х годов. С тех пор для РУ электроустановок они занимают прочные позиции в практике промышленно развитых стран. Быстрое и широкое внедрение КРУЭ связано с их исключительной компактностью, причем без ущерба для других технических характеристик. Это позволяет рационально приобретать земельные участки.

Таблица 2.13. Статистические данные по отказам сборных шин в схеме с двумя системами шин с обходной

Причины отказа	Потухание сборных шин, %		
	одной	двух	итого
Отказы шинных разъединителей	15,0	10,0	25,0
Отказы в ячейке трансформатора напряжения	30,0	2,5	32,5
Набросы посторонних предметов на ошиновку	10,0	5,0	15,0
По вине оперативного персонала	5,0	7,5	12,5
Ложное действие РЗА, отказы во вторичных цепях	10,0	—	10,0
Ошибки проектирования	2,5	—	2,5
Прочие	—	2,5	2,5
Итого	72,5	27,5	100,0

Стоимость ячейки КРУЭ, например 220 кВ, оценивается на мировом рынке в 0,9—1,6 млн долл. Учитывая площадь, занимаемую ячейкой с выключателем соответствующего класса напряжения, равную 0,0007—0,0011 га, и стоимостные характеристики земельных участков (см. § 2.1), оказывается, что даже с экономической позиции, которая не всегда является основой при выборе площадки сооружения электроустановки, использование КРУЭ в таких случаях является наиболее предпочтительным, а иногда, например при сооружении РУ в стесненных условиях, и единственно возможным решением.

Применение КРУЭ в России до сих пор носит ограниченный характер, при том, что первая опытная ячейка КРУЭ 110 кВ была изготовлена в 1973 г. Однако ужесточение экологических требований, возрастание проблем с землеотводами и ряд других причин должны изменить такое положение. Кроме компактности для КРУЭ характерны высокая надежность, степень безопасности для эксплуатационного и ремонтного персонала и сейсмостойкость, простота монтажа и обслуживания, малая продолжительность подготовки площадок сооружения. Для элегазового оборудования не существует проблем наведения мощных электрических полей и слышимого шума.

Сбор статистических данных по надежности КРУЭ инициирован рабочей группой исследовательского комитета № 23 CIGRE (Comité Internationale des Grands Réseaux Electriques — Международная конференция по большим электрическим системам) в начале 90-х годов. На этом работы не были остановлены. К 2000 г. ей удалось обработать данные по 50 % КРУЭ, эксплуатируемых в 30 странах мира (2115 электроустановок, состоящих из 13 696 ячеек КРУЭ).

В табл. 2.14 приведены значения параметра потока отказов КРУЭ с дифференциацией по ячейкам до и после 1.1.1985 г. выпуска. По состоянию на 31.12.1995 г. общее число отказов наблюдаемых КРУЭ составило 867. Из них 20 % фиксировалось в первый год эксплуатации. Сохраняется общая тенденция, согласно которой при сроке службе электроустановок 20 лет и более их аварийность возрастает не менее чем в два раза. Если принять во внимание все ячейки без учета года их выпуска, оказывается, что результирующий параметр потока отказов ячеек снизился за пять лет от 0,0097 до 0,0075 1/год, т.е. на 30 %. Вероятно, последнее связано с проводимыми работами по совершенствованию конструкций и технического обслуживания КРУЭ.

Таблица 2.14. Значения параметра потока отказов КРУЭ

Номинальное напряжение*, кВ	Параметр потока отказов ячейки с выключателем, 1/год					
	по состоянию на 31.12.1990 г.			по состоянию на 31.12.1995 г.		
	все ячейки	ячейки до 1.1.1985 г.	ячейки после 1.1.1985 г.	все ячейки	ячейки до 1.1.1985 г.	ячейки после 1.1.1985 г.
60—100	0,0013	0,0017	0,0006	0,0005	0,0006	0,0004
100—200	0,011	0,013	0,006	0,0145	0,018	0,0091
200—300	0,011	0,015	0,004	0,0086	0,0097	0,0067
300—500	0,043	0,044	0,04	0,0281	0,0298	0,0258
500—700	0,042	0,037	0,018	0,0108	0,0098	0,0134
Более 700	0,14	...***	...	0,06
Итого**	0,0097	0,018	0,0051	0,0075	0,0093	0,0049

* Диапазон значений номинального напряжения сети по классификации Международной электротехнической комиссии (МЭК).

** Среднее значение по всем классам напряжения.

*** Знак «...» — нет данных.

Распределение отказов по элементам КРУЭ

Элемент КРУЭ	Доля отказов, %
Выключатели с приводом*	43,4
Разъединители	17,9
Заземляющие разъединители	4,4
Трансформаторы тока	0,9
Трансформаторы напряжения	5,6
Сборные шины	5,5
Шиннопроводы и соединительные части	11,9
Разрядники	0,7
Вводы-выводы	7,1
Прочие	2,6

* Доля привода примерно 20 % общего числа отказов.

Приведенная структура отказов типичная. Наиболее критичный с позиций надежности модуль КРУЭ — выключатель и его привод.

Возникшие отказы проявлялись следующим образом

Проявление отказа	Доля отказов, %
Пробой междуфазной изоляции	3,7
Пробой изоляции между разомкнутыми контактами полюса	15,1
Пробой изоляции на землю (твердая изоляция)	18,0
Пробой изоляции на землю (газовая изоляция)	15,3
Потеря токоведущих функций	2,0
Потеря механических функций (металлоконструкции)	7,3
Утечка элегаза	12,4
Частичные разряды	5,2
Прожиг защитного кожуха	0,7
Несрабатывание по командам управления	9,4
Неисправность системы контроля давления	4,0
Прочие	6,9

Расследование отказов выявило следующие их первопричины

Причина отказа	Доля отказов, %
Проектирование	13,4
Пустьоналадка	2,4
Завод-изготовитель	46,7
Правила монтажа, наладки, эксплуатации, технического обслуживания	4,1
Транспортировка, монтаж	5,0
Внешние загрязнения	4,5
По вине оперативного персонала	2,5
Техническое обслуживание	1,6
Перегрузка (превышение номинальных параметров)	1,9
Температура окружающей среды	0,6
Снег, дождь, ураган и т.п.	0,6
Коррозия	1,2
Физический износ	10,1
Прочие	5,4

Значения времени восстановления ячеек КРУЭ приведены в табл. 2.15. Оно составляет в среднем 312 ч, что выше времени восстановления традиционного выключателя, равного (см. табл. 2.10) примерно 25—90 ч при напряжении 110—500 кВ. Аварийно-восстановительные ремонты КРУЭ очень сложные, так как связаны со вскрытием газоплотных защитных кожухов, кроме того, время восстановления КРУЭ (см. табл. 2.15) включает отказы всех элементов электроу-

Таблица 2.15. Значения времени восстановления ячеек КРУЭ

Номинальное напряжение*, кВ	Время восстановления		
	общее, ч	трудозатраты, чел.-ч	доставка запасных частей, ч
60—100	216	63	30
100—200	384	58	48
200—300	192	138	91
300—500	192	127	74
500—700	216	160	40
Итого**	312	88	57

*Диапазон значений номинального напряжения сети по классификации МЭК.

**Среднее значение по всем классам напряжений.

тановки (выключателей, сборных шин, измерительных трансформаторов и др.), в то время как данные в табл. 2.10 — только выключателей.

Высокое время восстановления КРУЭ не означает, что при их отказах ограничение выдачи мощности в систему или электроснабжения потребителей будет иметь ту же продолжительность. Как правило, требования к КРУЭ таковы, что ремонт одной ячейки не должен вызывать простоя других ячеек РУ; ремонт одной системы шин не должен влиять на другие системы шин РУ. Прочие требования обеспечиваются выбором типа схемы коммутации, как и для традиционных РУ. Так, использование обходных систем шин, кольцевых схем с коммутацией каждого выключателя двумя и более выключателями позволяет при отказах в КРУЭ возобновлять выдачу мощности и электроснабжение потребителей в полном объеме по истечении времени оперативных переключений и восстановления технологического процесса.

Наиболее критичными элементами КРУЭ с позиций надежности являются выключатель и его привод. Их доля в общем числе отказов составляет 43,4%. Следовательно, параметр потока отказов выключателя КРУЭ можно оценить, как 1/2 соответствующего параметра из табл. 2.14. Отсюда нетрудно выявить, что выключатели КРУЭ имеют значения ω в 1,4—37,0 раз более низкие, чем у выключателей с традиционной изоляцией (см. табл. 2.10).

Элементы КРУЭ (выключатели, разъединители, заземлители, сборные шины, трансформаторы тока и напряжения и т.д.) заключены обычно в алюминиевые газоплотные защитные кожухи-блоки, заполненные элегазом, обеспечивая модульный принцип построения. При напряжении 72,5 кВ и более избыточное давление элегаза достигает 0,2—0,8 МПа. При этом электрическая прочность элегаза превосходит прочность трансформаторного масла. Тем самым элементы КРУЭ надежно защищены от внешних воздействий химически инертной (при температуре до 150 °С) изоляционной средой. Поэтому с позиций надежности других элементов, КРУЭ имеют преимущества по сравнению с РУ с воздушной изоляцией.

При анализе характеристик надежности оборудования помимо параметра потока отказов и времени восстановления учитывают частоту и длительность плановых ремонтов. В зарубежной практике выделяют следующие виды ремонтно-эксплуатационного обслуживания КРУЭ: плановый осмотр, планово-предупредительный, внешний и специальный ремонты. Плановый осмотр это визуальный контроль за состоянием оборудования с заданной периодичностью. Он не требует вывода ячеек из работы. При планово-предупредительном ремонте (иногда используется

Таблица 2.16. Значения среднегодового простоя ячейки КРУЭ

Номинальное напряжение*, кВ	Среднегодовой простои, ч/год		
	суммарный	аварийный	ремонтно-эксплуатационного обслуживания
60—100	10,5	0,3	10,2
100—200	21,9	4,2	17,7
200—300	16,6	2,1	14,5
300—500	38,5	8,3	30,2
500—700	31,5	9,1	22,4

*Диапазон значений номинального напряжения сети по классификации МЭК.

термин «нормальный ремонт») необходимо отключить ячейку, разобрать ее, детально осмотреть и при необходимости заменить отдельные части. Частота таких ремонтов определяется числом произведенных коммутаций (5—10 тыс. операций), кумулятивным действием токов КЗ (до 30 отключений) или другими условиями эксплуатации, например временным интервалом. В частности, в Японии такие ремонты проводятся раз в шесть лет; ремонтам подвергаются приводы, вторичные цепи, проверяются давление элегаза, сопротивление изоляции и пр. При этом до исчерпания коммутационного ресурса вскрытие дугогасительных камер не предусмотрено. Внеплановый ремонт подобен планово-предупредительному. Но потребность в нем диктуется показаниями систем диагностики. Специальный ремонт проводится после обнаружения специфических дефектов при выполнении планово-предупредительных или аварийно-восстановительных ремонтов или достижением определенного временного интервала. В Японии такие ремонты проводятся раз в 12 лет. При таких ремонтах осуществляется проверка контактной системы выключателя (вскрытие дугогасительной камеры).

К настоящему времени вскрытие газоплотных защитных кожухов выключателей КРУЭ ведущих мировых производителей во время ремонтно-эксплуатационного обслуживания осуществляется не более одного раза за весь срок службы электроустановки. Увеличение межремонтных периодов КРУЭ достигается оснащением элементов главной контактной системы выключателей средствами диагностики.

Систематизированная информация по среднегодовой продолжительности преднамеренного простоя ячеек КРУЭ отсутствует. В первом приближении о ней можно судить по суммарному среднегодовому простоям ячеек КРУЭ. Среднегодовой простои ячеек в аварийно-восстановительном ремонте оцениваются произведением параметра потока отказов (см. табл. 2.14) на время восстановления (см. табл. 2.15). Разность между суммарным среднегодовым временем и временем простоя из-за аварий дает приблизительную оценку среднегодовой продолжительности преднамеренного отключенного состояния ячейки КРУЭ с выключателем (табл. 2.16).

2.8. Расчет аварийного недоотпуска электроэнергии

Вероятность S дефицита мощности ΔP представляет собой относительную часть расчетного периода T , когда этот дефицит имеет место. Поэтому если за расчетный период принять год, то аварийный недоотпуск электроэнергии будет

$$\Delta W = \Delta P S 8760.$$

Нагрузка в течение расчетного периода может меняться. Тогда для определения аварийного недоотпуска электроэнергии при полном погашении нагрузки используется выражение

$$\Delta W = P_{\max} S T_{\max},$$

где P_{\max} и T_{\max} — соответственно максимальная нагрузка и время ее использования.

В общем случае

$$\Delta W = \sum_{i=0}^T \Delta P_i t_i S, \quad (2.25)$$

где ΔP_i — ΔP в час t_i .

Если дефицит мощности представить в виде ряда распределения вероятностей, то недоотпуск электроэнергии составит

$$\Delta W_0 = 1\epsilon S(\epsilon)T + 2\epsilon S(2\epsilon)T + 3\epsilon S(3\epsilon)T + \dots = \epsilon T[S(\epsilon) + 2S(2\epsilon) + 3S(3\epsilon) + \dots], \quad (2.26)$$

где $S(\epsilon)$, $S(2\epsilon)$, $S(3\epsilon)$, ... — вероятность дефицита $\alpha\epsilon$; $\alpha = 1, 2, 3, \dots$

Первый член в (2.26) — математическое ожидание недоотпуска электроэнергии, возникающее при дефиците мощности ϵ , второй член — при дефиците мощности 2ϵ и т.д.

При установке в системе резервного агрегата мощностью ϵ , недоотпуск электроэнергии составит

$$\Delta W'_0 = \epsilon T[S(2\epsilon) + 2S(3\epsilon) + \dots].$$

Таким образом, недоотпуск электроэнергии снизится на

$$\Delta W_1 = \Delta W'_0 - \Delta W_0 = -\epsilon T[S(\epsilon) + S(2\epsilon) + S(3\epsilon) + \dots] = -\epsilon T J(\epsilon),$$

где $J(\epsilon)$ — интегральная вероятность дефицита мощности ϵ , т.е. вероятность дефицита мощности ϵ и более.

Аналогично при установке в системе второго резервного агрегата мощностью ϵ , недоотпуск электроэнергии снизится еще на $\Delta W_2 = -\epsilon T J(2\epsilon)$, а при установке g -го резервного агрегата, это снижение составит $\Delta W_g = -\epsilon T J(g\epsilon)$. В общем случае увеличение резерва на бесконечно малую величину $dR_{\text{аб}}$ приведет к снижению недоотпуска электроэнергии на

$$dW = -dR_{\text{аб}} T J(g\epsilon). \quad (2.27)$$

Обозначим $g\epsilon = R_{\text{аб}}$. Заменяя дискретный ряд распределения вероятностей дефицита мощности непрерывной кривой, перепишем (2.27) в виде

$$dW/dR_{\text{аб}} = -T J(R_{\text{аб}}). \quad (2.28)$$

Поясним, что $J(R_{\text{аб}}) = Q(\Delta P \geq R_{\text{аб}})$, где $Q(\Delta P \geq R_{\text{аб}})$ — вероятность дефицита мощности $\Delta P \geq R_{\text{аб}}$, $R_{\text{аб}} > 0$. При отсутствии резерва мощности функция $J(R_{\text{аб}})$ совпадает с зависимостью $J(\Delta P)$.

Аналитически ряды дефицита генерирующей мощности в энергосистеме определяются комбинированием законов распределения вероятностей аварийного снижения генерирующей мощности и случайных отклонений от расчетного баланса с учетом снижений графика нагрузки. Пусть в системе имеется n однотипных агрегатов мощностью ϵ . Вероятность аварийного простоя каждого агрегата обозначим p . Тогда ряд

распределения вероятностей аварийного снижения генерирующей мощности определяется формулой разложения бинома

$$S(0\epsilon) + S(1\epsilon) + S(2\epsilon) + \dots = p^n + np^{n-1}q + n(n-1)p^{n-2}q^2 + \dots, \quad (2.29)$$

где $q = 1 - p$.

В действительности в энергосистеме имеются несколько групп однотипных агрегатов. При этом для каждой группы ряд вероятностей аварийного снижения определяется разложением бинома (2.29), а для всей энергосистемы ряд рассчитывается на основе теорем сложения и умножения вероятностей (вероятностей аварийного снижения генерирующей мощности в отдельных группах).

Случайные отклонения от расчетного баланса подчиняются нормальному закону распределения

$$S_{\text{сл}}(X) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^X e^{-X^2/(2\sigma^2)} dX,$$

где $S_{\text{сл}}(X)$ — вероятность отклонения от расчетного баланса мощности на значение X и менее; σ — среднее квадратическое отклонение, которое в первом приближении для отечественных энергосистем определяется выражением $\sigma = 0,0372\sqrt{P_c}$; P_c — мощность системы.

Результирующий ряд вероятностей снижения генерирующей мощности в энергосистеме определяется в простейшем случае перемножением рядов распределения вероятностей аварийного снижения генерирующей мощности $S_{\text{ав}}$ и случайных отклонений от расчетного баланса мощности $S_{\text{сл}}$:

$$S = S_{\text{ав}} S_{\text{сл}}. \quad (2.30)$$

Если бы нагрузка в системе не менялась, то ряд S представлял бы собой ряд вероятностей дефицита мощности. Для переменной нагрузки — это ряд вероятностей дефицита мощности для часа максимума нагрузки. При снижении нагрузки ряд (2.30) требуется перестраивать. Пусть дан ряд вероятностей снижения генерирующей мощности:

$\alpha\epsilon$, МВт	0	100	200	300	400	...
S , отн. ед.	0,994	0,001	0,002	0,0025	0,0003	...

Если нагрузка в системе снизилась, допустим, на 100 МВт, то ряд распределения вероятностей дефицита генерирующей мощности для этого периода будет иметь вид

$\alpha\epsilon$, МВт	-100	0	100	200	300	...
S , отн. ед.	0,994	0,001	0,002	0,0025	0,0003	...
J , отн. ед.	1	0,006	0,005	0,003	0,0005	...

2.9. Экономические последствия из-за ненадежности схем

Экономические последствия из-за ненадежности схем электрических соединений включаются в приведенные затраты как математическое ожидание одной из составляющих ежегодных издержек (см. § 2.5). Для оценки этих последствий используются

различные методы [1.3, 2.4, 2.6 и др.]. Наиболее распространен метод удельных ущербов.

В общем случае экономические последствия из-за ненадежности схем складываются из трех составляющих: системного ущерба, ущерба потребителей, станционного ущерба.

Системный ущерб включает в себя ущерб от снижения частоты электрического тока в энергосистеме и ущерб отключенных автоматической частотной разгрузки (АЧР) потребителей. Частота электрического тока в системе снижается при дефиците мощности, что приводит к уменьшению скорости вращения двигателей переменного тока (двигательная нагрузка превалирует в нагрузке энергосистем) и потребления активной мощности. Взаимосвязь между ними характеризуется коэффициентом регулирующего эффекта нагрузки по частоте $\kappa_{нт} = (\Delta P / P_{нт}) / (\Delta f / f_{ном})$, где $P_{нт}$ — нагрузка энергосистемы в исходном режиме, т.е. режиме, предшествующем возникновению дефицита мощности ΔP ; Δf — снижение частоты при дефиците мощности ΔP ; $f_{ном}$ — номинальная частота; $\kappa_{нт} = 1,75—2,5$. Следовательно,

$$\Delta f = f_{ном} \Delta P / (\kappa_{нт} P_{нт}), \quad (2.31)$$

Пример 2.9. Определить снижение частоты в энергосистеме при $P_{нт} = 15\,000$ МВт и аварийном отключении от сети турбогенератора при дефиците мощности $\Delta P = 300$ МВт. По (2.31) $\Delta f = 50 \cdot 300 / (2 \cdot 15\,000) = 0,5$ Гц.

Если частота тока в системе в результате дефицита мощности больше уставок срабатывания АЧР, то имеет место ущерб потребителей от снижения частоты, вызванный уменьшением их производительности и ухудшением качества продукции:

$$Y_f = \sum_i y_{fi} P_{нтi} t_i S, \quad (2.32)$$

где y_{fi} — удельный ущерб от снижения частоты в энергосистеме при дефиците мощности ΔP_i ; t_i — длительность снижения частоты при $\Delta P_i = \text{const}$ по графику нагрузки (в пределе $\Sigma t_i = 8760$ ч); S — вероятность дефицита мощности в системе. Анализ (2.32) показывает, что $\sum_i P_{нтi} t_i S$ — математическое ожидание потребляемой электроэнергии необеспеченного качества, т.е. для вывода формулы (2.32) используется выражение (2.25).

Характеристики удельного ущерба от снижения частоты обоснованы в [2.7]. Их аппроксимация для средних условий дает следующую зависимость

$$y_f = 0,007 \Delta f^2, \text{ отн. ед./кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.33)$$

При снижении частоты в энергосистеме до уставок срабатывания АЧР $f_{АЧР}$, отключаются потребители с нагрузкой

$$P_{откл} = \Delta P - \Delta P_{АЧР} = \Delta P - P_{нт} \kappa_{нт} (f_{ном} - f_{АЧР}) / f_{ном} \quad (2.34)$$

где $\Delta P_{АЧР}$ получено из (2.31) подстановкой в него вместо Δf значения $f_{ном} - f_{АЧР}$, а вместо ΔP — искомой переменной $\Delta P_{АЧР}$.

Здесь ущерб потребителей

$$Y_{nf} = \sum_i y_{nf} P_{откл} t_i S, \quad (2.35)$$

где y_{nf} — удельный ущерб отключаемых потребителей. Очевидно, что в (2.35)

$\sum_i P_{откл} t_i S$ — математическое ожидание недоотпуска электроэнергии потребителям,

отключенным АЧР, т.е. и здесь в основу (2.35) положено (2.25).

Пример 2.10. Определить снижение частоты в энергосистеме при $P_{нт} = 15\,000$ МВт, уставке первой очереди АЧР $f_{АЧР} = 48,5$ Гц и аварийном отключении от сети генерирующей мощности $\Delta P = 1200$ МВт. По (2.31) $\Delta f = 50 \cdot 1200 / (2 \cdot 15\,000) = 2,0$ Гц. Это больше чем $f_{ном} - f_{АЧР} = 50 - 48,5 = 1,5$ Гц. Следовательно, в системе действием АЧР будут отключены потребители мощностью, равной, согласно (2.34), $P_{откл} = 1200 - 15\,000 \cdot 2 \cdot (50 - 48,5) / 50 = 300$ МВт. Остальная часть дефицита мощности $\Delta P - P_{откл} = 1200 - 300 = 900$ МВт будет компенсирована снижением частоты в энергосистеме.

При настройке АЧР учитывается, что отключению подлежат наименее ответственные потребители, т.е. потребители с минимальным удельным ущербом. Ранее его значение принималось равным 0,6 отн. ед./кВт · ч). Есть правило, что их минимальный удельный ущерб оценивается в размере и более десятикратного тарифа на отпускаемую электроэнергию.

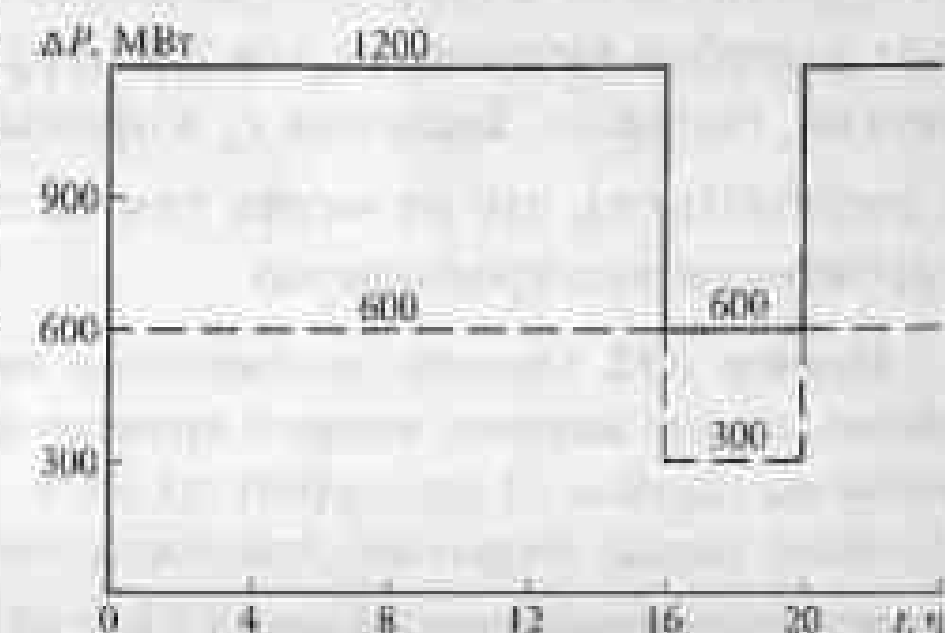
В ряде случаев при оценке системного ущерба идут на предельное ужесточение расчетных условий. Компенсация дефицитов мощности в энергосистеме предполагается за счет отключения наименее ответственных потребителей. При прочих равных условиях экономические последствия из-за кратковременного снижения частоты в системе в 5—10 раз ниже таковых по сравнению с отключением для поддержания баланса мощности рассматриваемых потребителей.

При расчетах ущерба от снижения частоты рекомендуется принимать, что дефицит в системе равен мощности, отключенной вследствие ненадежности схемы за вычетом той мощности, которую можно получить, увеличив нагрузку агрегатов рассматриваемой электростанции до располагаемой мощности. Это так же следует рассматривать, как ужесточение расчетных условий.

Экономическими последствиями от снижения частоты можно пренебречь, если наибольшее значение $\Delta P \leq 5,5 \cdot 10^{-3} P_{\max} - 7,5 \cdot 10^{-8} P_{\max}^2$ при $5000 \leq P_{\max} \leq 50\,000$ МВт.

Пример 2.11. Определить системный ущерб при внезапном ограничении выдачи мощности электростанции в систему. Значения ограничения представлены на рис. 2.7. Исходные данные следующие: $P_{нт} = 15\,000$ МВт в зимний период (200 дней) и 10 000 МВт — в летний (165 дней); $f_{АЧР} = 48,5$ Гц; $y_{nf} = 0,6$ отн. ед./кВт · ч; вероятность ограничения выдачи мощности $S = 1,8 \cdot 10^{-6}$.

Рис. 2.7. Графики ограничения выдачи мощности электростанции в систему:
— зимний график; — летний график



Рассмотрим зимний период с интервалами времени от 0 до 16 и от 20 до 24 ч [$\Sigma t_i = (16 + 4)200$]. По (2.31) $\Delta f = 50 \cdot 1200 / (2 \cdot 15\,000) = 2$ Гц. Согласно (2.34) $P_{откл} = 1200 - 15\,000 \cdot 2(50 - 48,5) / 50 = 300$ МВт (остальная часть дефицита $1200 - 300 = 900$ МВт компенсируется снижением частоты на 1,5 Гц, т.е. до $f_{дпр} = 48,5$ Гц). В соответствии с (2.33) $y_f = 0,007 \cdot 1,5^2 = 15,8 \cdot 10^{-3}$ отн. ед./кВт·ч). По (2.32) $Y_f = 15,8 \cdot 10^{-3} \cdot 10^3 \cdot 15\,000 \cdot 10^3 (16 + 4)200 \cdot 1,8 \cdot 10^{-6} = 1,7$ тыс. отн. ед. и по (2.35) $Y_{отр} = 0,6 \cdot 10^{-3} \cdot 300 \cdot 10^3 (16 + 4)200 \cdot 1,8 \cdot 10^{-6} = 1,3$ тыс. отн. ед. Аналогичные расчеты проведены для зимнего периода с интервалом от 16 до 20 ч, $\Delta P = 600$ МВт; летнего периода с интервалами от 0 до 16 и от 20 до 24 ч, $\Delta P = 600$ МВт; летнего периода с интервалом от 16 до 20 ч, $\Delta P = 300$ МВт. Результаты расчетов представлены в таблице.

Период года	Зимний		Летний	
	P_{max} , МВт	15 000		10 000
Период суток, ч	16 + 4	4	16 + 4	4
ΔP , МВт	1200	600	600	300
$P_{откл}$, МВт	300	0	0	0
Δf , Гц	1,5	1,0	1,5	0,75
y_f , отн. ед./кВт·ч	$15,8 \cdot 10^{-3}$	$7,0 \cdot 10^{-3}$	$15,8 \cdot 10^{-3}$	$3,9 \cdot 10^{-3}$
Y_f , тыс. отн. ед.	1,7	0,2	0,9	0,05
$Y_{отр}$, тыс. отн. ед.	1,3	0	0	0
$\Sigma Y_f + \Sigma Y_{отр}$, тыс. отн. ед.	1,7 + 0,2 + 0,9 + 0,05 + 1,3 = 4			

Ущерб конкретного потребителя оценивается по формуле

$$Y_u = \sum_i y_{ui} \Delta P_i t_i S, \quad (2.36)$$

где y_{ui} — удельный ущерб, в общем случае зависящий от характера потребителя, длительности и степени его ограничения [2.6].

Приводимые в зарубежной литературе значения удельных ущербов потребителей изменяются в широком диапазоне. Наиболее часто дифференциацию удельных ущербов выполняют для трех групп потребителей: промышленных, коммерческих, бытовых. Значения y_{ui} в промышленно развитых странах составляет 0,4—7 долл./кВт·ч, что не менее чем на порядок выше тарифов на отпускаемую потребителям электроэнергию.

Пример 2.12. Оценить экономические последствия полного прекращения электроснабжения района, график нагрузки которого приведен на рис. 2.8. В составе потребителей имеется 15% с удельным ущербом 12 отн. ед./кВт·ч, 65% — 2,8 отн. ед./кВт·ч и 20% — 0,6 отн. ед./кВт·ч. Исходные данные следующие: продолжительность зимнего периода 200, летнего — 165 дней; вероятность рассматриваемого события $S = 2,8 \cdot 10^{-6}$.

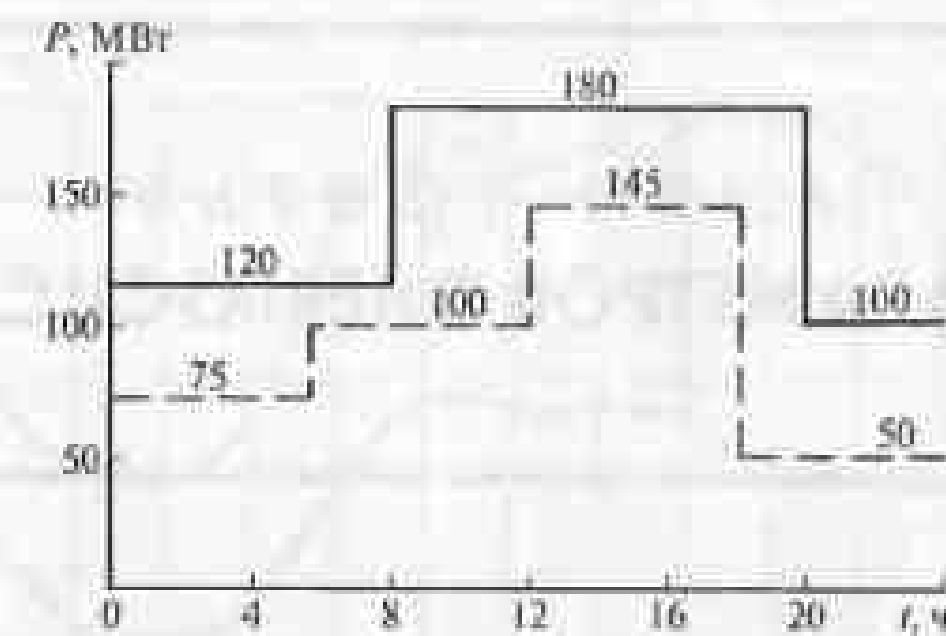


Рис. 2.8. Графики нагрузки района электроснабжения

По (2.36) и с учетом рис. 2.8 имеем $Y_u = (12,0 \cdot 10^{-3} \cdot 0,15 \cdot 10^3 + 2,8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,65 \cdot 10^3 + 0,6 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2 \cdot 10^3) [(120 \cdot 8 + 180 \cdot 12 + 100 \cdot 4)200 + (75 \cdot 6 + 100 \cdot 6 + 145 \cdot 6 + 50 \cdot 6)165] \times 2,8 \cdot 10^{-6} = 4$ тыс. отн. ед.

Стационарный ущерб (из-за недоиспользования основных средств)

$$Y_c = \sum_i c \Delta P_i t_i S, \quad (2.37)$$

где c — себестоимость выработки электроэнергии на электростанции без учета топливной составляющей (50—60% среднего тарифа на электроэнергию). Данным видом ущерба можно пренебречь, если наибольшее значение $\Delta P \leq 1,1 \cdot 10^{-2} P_{max} - 1,4 \cdot 10^{-7} P_{max}^2$ при $5000 \leq P_{max} \leq 50\,000$ МВт.

Структура расчетов по выражениям (2.36) и (2.37) подобна таковым для (2.32) и (2.35).

При проектировании (см. § 1.3) необходимо принимать во внимание исходные данные и расчетные условия, позволяющие «вписать» электроустановки в структуру энергосистемы. Поэтому при обосновании и выборе схем электрических соединений необходимо корректно учитывать параметры энергосистемы, а так же принимать во внимание их взаимное влияние.

Глава третья

УЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

3.1. Обоснование целесообразности вводов генерирующей мощности

Установленную мощность $P_{уст}$ электростанций планируют так, чтобы с учетом разрывов мощности и иных ограничений покрывать максимум нагрузки P_{max} энергосистемы, компенсировать простои генерирующих агрегатов и случайные отклонения от расчетного баланса мощности. Разность между $P_{уст}$ электростанций и их нагрузкой в каждый момент времени не является резервной мощностью системы. Так, [2.5]:

$$P_{раб} = P_{уст} - P_{огр} - P_{разр} - P_{конс} - P_{рем} - P_{расп} - P_{рем}$$

где $P_{раб}$ — рабочая мощность; $P_{огр}$ — мощность различного рода ограничений; $P_{разр}$ — мощность разрывов; $P_{конс}$ — мощность консервации; $P_{расп}$ — располагаемая мощность; $P_{рем}$ — мощность агрегатов, находящихся в ремонте. Реальная мощность нагрузки электростанций $P_{ит} = P_{раб} - P_{рез}$, где $P_{рез}$ — мощность агрегатов, находящихся в резерве. Таким образом, целесообразность вводов мощности определяется с учетом необходимости ее резервирования.

Требуемое значение резерва велико и находится в диапазоне 15—30% P_{max} . Затраты на вводы генерирующей мощности значительны (см. § 1.1). Установленная мощность электростанций исчисляется десятками, сотнями тысяч мегаватт (в России свыше 200 тыс.). Следовательно, полный резерв мощности может достигать десятков тысяч мегаватт, что вынуждает тщательно обосновывать установленную мощность электростанций с учетом ее резервирования. В этом параграфе будем рассматривать планирование резерва мощности, устанавливаемого в энергосистеме, а не резерв в какой-либо момент времени при эксплуатации.

Полный резерв мощности $R = P_{рез}$ является суммой двух относительно независимых составляющих R_p и $R_{ав}$. Резерв R_p предназначен для обеспечения плановых ремонтов агрегатов: $R_{к.р}$ капитальных ремонтов и $R_{т.р}$ — текущих. Резерв $R_{ав}$ служит для компенсации дефицита мощности в энергосистеме из-за отказов генерирующего оборудования и случайных отклонений от расчетного баланса вследствие ошибок прогнозирования электропотребления, графиков нагрузки, эксплуатационных характеристик оборудования и др.

Планирование генерирующей мощности ведется из условия полного электроснабжения потребителей в нормальном и ремонтных режимах. При этом в качестве важной исходной информации используются графики нагрузки. На рис. 3.1 представлен

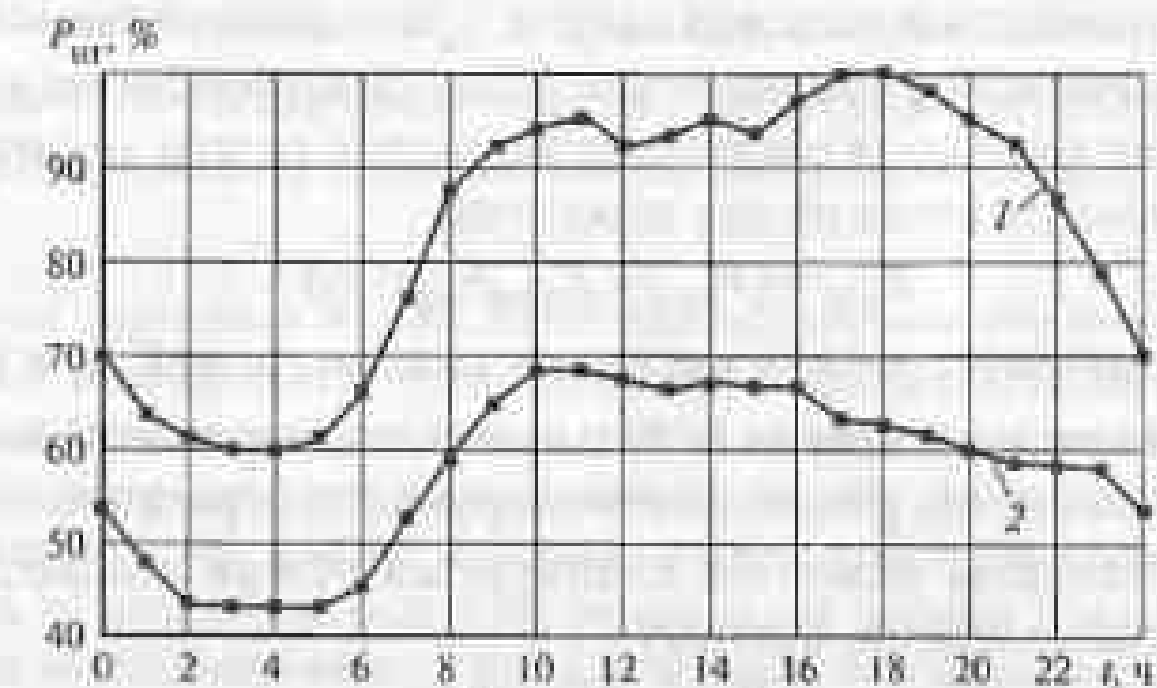


Рис. 3.1. Зимний (1) и летний (2) суточные графики нагрузки

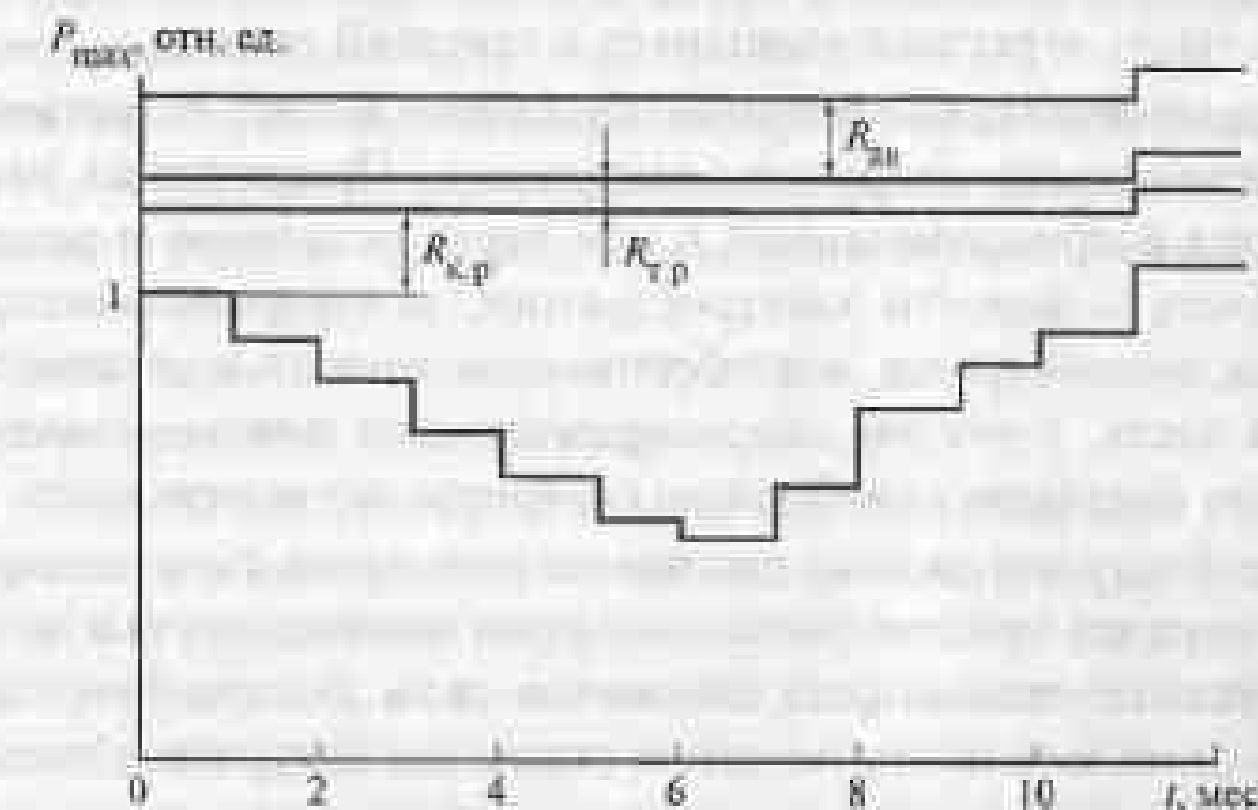


Рис. 3.2. График месячных максимумов нагрузки энергосистемы:
 $R_{ав}$ — резерв для компенсации отказов агрегатов и случайных отклонений от расчетного баланса;
 $R_{к.р}$ и $R_{т.р}$ — резервы для проведения капитальных и текущих ремонтов

суточный график нагрузки одной из энергосистем страны. В нем наблюдается ночной провал, а летний график снижен, т.е. в такие периоды имеется избыточная генерирующая мощность.

При планировании генерирующей мощности используется график месячных максимумов нагрузки (рис. 3.2) и рассчитывается общая потребность электроэнергии для проведения капитального $W_{к.р}$ и текущего $W_{т.р}$ ремонтов генерирующего оборудования:

$$W_{к.р} = \sum_i P_i t_{к.рi}$$

$$W_{т.р} = \sum_i P_i t_{т.рi}$$

где P_i — мощность i -го агрегата; $t_{к.рi}$ и $t_{т.рi}$ — среднегодовая продолжительность капитального и текущего ремонтов.

Капитальные ремонты агрегатов стремятся проводить при сезонных снижениях нагрузки. Необходимая резервная мощность при этом определяется с учетом заполнения ремонтными площадками (прямоугольниками, где в основании продолжитель-

ность капитального ремонта агрегата, а высота — его номинальная мощность) провала графика месячных максимумов нагрузки. Если электроэнергия, определяемой площадью провала, недостаточно, в системе планируется резерв мощности для проведения капитального ремонта (ввод новых агрегатов)

$$R_{к.р} = (W_{к.р} - K_{зап} F_{пр}) / 365,$$

где $F_{пр}$ — площадь провала графика месячных максимумов; $K_{зап} \approx 0,93$ — коэффициент заполнения провала ремонтными площадками, учитывающий неодновременность начала и окончания плановых ремонтов генерирующих агрегатов.

Для проведения текущих ремонтов планируется резерв мощности из условия его круглогодичного использования, поэтому

$$R_{т.р} = W_{т.р} / 365.$$

Как правило, электроэнергия, определяемой площадью провала графика месячных максимумов нагрузки, недостаточно для обеспечения соответствующих ремонтных работ. Кроме того, часть агрегатов выводится в текущий ремонт.

Провал графика месячных максимумов образуется за счет естественного снижения потребления электроэнергии нагрузочными узлами. Простейшим энергоузлом является электростанция с присоединенной к ней через основную и распределительную сеть нагрузкой. Часть мощности электростанции, за вычетом мощности нагрузки и собственных нужд, используется для обеспечения вывода агрегатов в плановый ремонт. Оставшаяся часть, с учетом неодновременности начала—окончания плановых ремонтов агрегатов, составляет свободную генерирующую мощность.

Удельная (на единицу мощности) стоимость элементов схем электрических соединений на два-три порядка меньше удельных затрат на генерирующую мощность. Следовательно, пропускная способность элементов схем должна быть достаточной для выдачи всей свободной мощности во время снижения нагрузки в дневные и вечерние часы. В ночные часы нагрузка в энергосистеме снижается до такого значения, что даже при наличии сдвигов по часовым поясам необходимо разгружать агрегаты, и пропускная способность элементов схем не должна обеспечивать при этом выдачу в систему всей свободной генерирующей мощности.

Пример 3.1. Определить системный ущерб при исходных данных из примера 2.11 с тем лишь отличием, что снимается необходимость выдачи всей свободной генерирующей мощности электростанции в ночной период (от 0 до 6 ч). Результаты расчетов приведены в таблице. Как видно, данное расчетное условие снизило результирующий ущерб с 4 до 3 тыс. отн. ед., т.е. на 25%.

Период года	Зимний		Летний	
	$P_{нр}$, МВт	15 000		10 000
Период суток, ч	10 + 4	4	10 + 4	4
ΔP_p , МВт	1200	600	600	300
$P_{откл}$, МВт	300	0	0	0
ΔU_p , Гц	1,5	1,0	1,5	0,75
Y_{p1} , отн. ед./кВт·ч	$15,8 \cdot 10^{-3}$	$7,0 \cdot 10^{-3}$	$15,8 \cdot 10^{-3}$	$3,9 \cdot 10^{-3}$
Y_{p2} , тыс. отн. ед.	1,2	0,2	0,6	0,05
Y_{p3} , тыс. отн. ед.	0,9	0	0	0
$\Sigma Y_{p1} + \Sigma Y_{p2}$, тыс. отн. ед.	$1,2 + 0,2 + 0,6 + 0,05 + 0,9 \approx 3$			

Планирование составляющей $R_{зап}$ сопряжено с использованием критериев, устанавливающих конечную надежность электроснабжения потребителей. В отличие от нормального и ремонтных режимов, здесь допускается дефицитное состояние энергосистемы.

Исследовательским комитетом № 37 CIGRE был организован опрос в 29 государствах об используемых критериях надежности. Ответы поступили из 25 стран. Канада представила данные по четырем компаниям, Австралия по трем штатам и США по трем регионам, что дало 32 респондента. Как оказалось, в практике задействованы различные критерии обоснования вводов генерирующей мощности. Они делятся на два класса: детерминированные и вероятностные (табл. 3.1). Первые широко применялись до появления средств вычислительной техники и все еще в ходу у некоторых респондентов. Среди детерминированных критериев наиболее употребим: фиксированный в долях от $P_{уст}$ резерв; сумма мощности наиболее крупного агрегата энергоузла и некоторой нормируемой доли его максимума нагрузки P_{max} . Надо полагать, что здесь имеет место перенос условий поддержания целесообразного иращающегося резерва при оперативном управлении энергосистемами на стадию их проектирования.

Среди вероятностных критериев, на которые опираются респонденты, следующие:

— вероятность $J_k(\Delta P)$ потери нагрузки (дефицита мощности) значением ΔP и более — относительная часть расчетного периода, когда данное событие имеет место (здесь и далее индекс «к» введен для критерийных значений);

— ожидаемый недоотпуск электроэнергии $M_k(\Delta W)$ — математическое ожидание недоотпуска энергии потребителям вследствие дефицита мощности;

— ожидаемая потеря нагрузки — математическое ожидание числа дней $M_k(\Delta P_d)$ в году, когда генерирующая мощность не обеспечивает суточный максимум нагрузки, или ожидаемое количество часов $M_k(\Delta P_h)$ в году, в течение которых генерирующая мощность не покрывает нагрузку; критерий $M_k(\Delta P_d)$ имеет размерность сут/год, но в отличие от $M_k(\Delta P_h)$ понимается не относительная продолжительность, а факт возникновения события.

За рубежом критерии именуют: $J_k(\Delta P)$ — LOLP (loss of load probability); $M_k(\Delta W)$ — EUE (expected unserved energy); $M_k(\Delta P_d)$ — LOLE(D) [loss of load expectation (days)]; $M_k(\Delta P_h)$ — LOLE(H) [loss of load expectation (hours)].

Количество респондентов, использующих тот или иной критерий, см. в табл. 3.2. Некоторые из них одновременно учитывают более одного критерия. Поэтому итоговая сумма превысила количество респондентов. Среди рассматриваемых критериев нет преобладающих.

Таблица 3.1. Используемые классы критериев

Критерий	Количество респондентов
Детерминированные	4
Детерминированные и вероятностные	5
Вероятностные	22
Ограниченность гидроэнергетических ресурсов	1

Таблица 3.2. Используемые вероятностные критерии

Критерий	Количество респондентов
Вероятность потери нагрузки	12
Ожидаемый недоотпуск электроэнергии	12
Ожидаемая потеря нагрузки, сут/год	13
Ожидаемая потеря нагрузки, ч/год	7

В общем случае оптимальному уровню надежности энергообъединения, имеющего n концентрированных энергосистем (в которых пропускная способность связей не накладывает ограничений по перетокам свободной генерирующей мощности) и m связей между ними, соответствуют минимальные суммарные затраты, состоящие из затрат: $f_i(R_{авi})$ на резервную мощность $R_{авi}$; $F_j(L_j)$ на связи пропускной способностью L_j ; ущерба $y_{ij}(R_{авi}, L_j)$ из-за недоотпуска электроэнергии в системах за расчетный период:

$$Z = \sum_{i=1}^n f_i(R_{авi}) + \sum_{j=1}^m F_j(L_j) + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m y_{ij}(R_{авi}, L_j) \rightarrow \min. \quad (3.1)$$

Задача минимизации (3.1) стохастическая, а при определении ущерба необходимо учитывать его непростые зависимости от характера потребителей и глубины их ограничения. Ущерб $y_{ij}(R_{авi}, L_j)$ обусловлен аварийностью основного технологического оборудования электростанций (генераторов, котлов, турбин), повреждениями элементов схем электрических соединений [(авто)трансформаторов, выключателей присоединений, линий электропередачи, сборных шин], нарушениями устойчивости параллельной работы энергосистем объединения (системные аварии).

Системные аварии характеризуются внезапным недоотпуском электроэнергии потребителям. Их экономические последствия складываются из ущерба отключаемых ПА потребителей и ущерба при ее отказах и ложной работе. Как правило, ущерб из-за отказов и ложной работы ПА за расчетный период на два-три порядка ниже прочих составляющих $y_{ij}(R_{авi}, L_j)$ и при минимизации (3.1) этим ущербом можно пренебречь.

Недоотпуск электроэнергии за расчетный период из-за повреждений элементов схем электрических соединений также многократно ниже такового при повреждениях технологического оборудования. Это вызвано различиями в соответствующих параметрах потока отказов. Так, для блоков ТЭС параметр ω составляет 3—10 1/год. Для сравнения, параметр ω трансформаторов составляет 0,01—0,05 1/год.

Следовательно, обоснование и выбор способов резервирования элементов схем электрических соединений и ПА могут осуществляться локальными методами с сохранением граничных условий по обеспечению некоторого заданного уровня надежности электроснабжения потребителей. При этом должно жестко выдерживаться требование о невозможности возникновения системных аварий при определенных расчетных повреждениях в схемах.

При дефиците мощности в энергосистеме имеется возможность отключения потребителей после предупреждения. В первую очередь ограничению подлежат потребители с наименьшим удельным ущербом. Чаще всего они не отключаются, и система работает со сниженной частотой. Поэтому при минимизации (3.1) допустимо использовать линейную зависимость ущерба от недоотпуска. В свою очередь, как следует из вышеизложенного, последний учитывается только при отказах технологического оборудования электростанций

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m y_{ij}(R_{авi}, L_j) = \sum_{k=1}^n y_k \Delta W_k, \quad (3.2)$$

где y_k и ΔW_k — обобщенный показатель удельного системного ущерба и математическое ожидание недоотпуска электроэнергии для k -го энергоузла.

Реально функция (3.1) невыпуклая, имеющая дискретные составляющие, с ограничениями резервной мощности в энергоузлах и пропускной способности связей. Тем не менее, при минимизации (3.1) функции $f_i(R_{авi})$ и $F_j(L_j)$ считают выпуклыми, непрерывными, имеющими частные производные первого порядка. Для $f_i(R_{авi})$ это объясняется тем, что последовательность ввода агрегатов устанавливается в соответствии со значениями их удельных суммарных затрат на сооружение и эксплуатацию: от наиболее благоприятных, минимальных в первую очередь, до более высоких — в последнюю.

Составляющую $F_j(L_j)$, принимая во внимание неопределенность исходной информации в задачах перспективного проектирования, представляют аппроксимирующими зависимостями. Последние учитывают общие тенденции развития связей в объединении: номинальные напряжения сети, межузловые расстояния и пр. При допущениях, приведенных выше, функционал (3.1) принят выпуклым. Его минимум при отсутствии ограничений на резервную мощность в узлах объединения и на пропускные способности связей будет при

$$\left. \begin{aligned} -\frac{\partial \left(\sum_k y_k \Delta W_k \right)}{\partial R_{авi}} &= \frac{\partial f_i(R_{авi})}{\partial R_{авi}}; \\ -\frac{\partial \left(\sum_k y_k \Delta W_k \right)}{\partial L_j} &= \frac{\partial F_j(L_j)}{\partial L_j}. \end{aligned} \right\} \quad (3.3)$$

Физический смысл (3.3) поясним на примере концентрированной энергосистемы без внешних связей ($L_j = 0$). Перепишем (3.1) для изолированного энергоузла:

$$Z = f(R_{ав}) + Y(R_{ав}) \rightarrow \min. \quad (3.4)$$

Оптимальному значению $R_{ав}$ соответствует минимум затрат из (3.4), когда

$$df(R_{ав})/dR_{ав} + dY(R_{ав})/dR_{ав} = 0. \quad (3.5)$$

При линеаризации в области оптимального значения $R_{ав}$ функции затрат на его создание и функции ущерба (3.2), введем обозначения:

$$df(R_{ав})/dR_{ав} = z_{удг}; \quad dY(R_{ав}) = y_0 dW, \quad (3.6)$$

где $z_{удг}$ — удельные затраты на замыкающую генерирующую мощность; y_0 — удельная стоимость недоотпущенной электроэнергии.

Из (3.5) с учетом (3.6) и (2.28) получим оптимальное значение функции $J(\Delta P) = J(R_{ав})$:

$$J_k(\Delta P) = z_{удг}/(y_0 T). \quad (3.7)$$

При $T = 8760$ ч по (3.7) можно определить среднюю вероятность потери нагрузки в любой час года.

Долгие годы критерием выбора составляющей $R_{ав}$ в России [1.2, 3.1] является так называемый показатель или индекс расчетной надежности

$$D = 1 - J_k(\Delta P) = 1 - z_{удг}/(y_0 T). \quad (3.8)$$

Он характеризует относительную часть расчетного периода, когда в концентрированной энергосистеме отсутствует ограничение электроснабжения потребителей. Критериальное значение $D = 0,996$. Следовательно, $J_k(\Delta P) = 1 - 0,996 = 0,004$

(соответствует $0,004 \cdot 8760 = 35$ ч дефицитного состояния в году). Оно получено при $T = 8760$ ч и следующих параметрах 70—80-х годов: $z_{уд.г} = 100$ руб/кВт (с учетом нормативного коэффициента эффективности капитальных вложений, см. § 2.5); $y_0 = 0,6$ руб/(кВт · ч). Располагая интегральной функцией распределения дефицита мощности $J(\Delta P)$ в i -м изолированном энергоузле (рис. 3.3) и значением $D = 1 - J_k(\Delta P)$, определим оптимальный резерв $R_{опт}$.

Функция (в частном случае ряд) распределения $J(\Delta P)$ рассчитывается методом статистических испытаний (метод Монте-Карло) или перемножением вероятностей аварийных состояний агрегатов [3.2]. Так же созданы эффективные аналитические приемы эквивалентирования показателей надежности разнотипных генерирующих агрегатов по первым двум-трем моментам распределения случайных величин (первый момент — математическое ожидание, второй — дисперсия, третий — асимметрия) [3.3]. Здесь состав рассматриваемого энергоузла замещается моделью, содержащей одинаковые по мощности и характеристикам надежности агрегаты. Далее функция распределения рассчитывается по (2.29). Поясним вид $J(\Delta P)$ на рис. 3.3. С вероятностью, равной единице, дефицит мощности в энергоузле $\Delta P \geq 0$ и $J(\Delta P) = 1$, так как это полная группа событий (см. § 2.6). Значения вероятностей аварийного состояния одновременно большего количества агрегатов последовательно уменьшаются.

Ожидаемый недоотпуск электроэнергии $M(\Delta W)$ определяется продолжительностью и величиной дефицита мощности. Фиксируют $M(\Delta W)$ в процентах от общей выработки энергии W в энергосистеме. Критерий $M_k(\Delta W)$ имеет косвенное экономическое обоснование через $J_k(\Delta P)$. Так, для концентрированной системы при определении $M_k(\Delta W)$ необходимо проинтегрировать функцию распределения $J(\Delta P)$ в пределах от $J(D)$ до бесконечности (заштрихованная область на рис. 3.3)

$$M_k(\Delta W) = \int_{J(D)}^{\infty} [J(\Delta P) d(\Delta P)] / W,$$

где J — функция, обратная $J(\Delta P)$; $J(D)$ равно значению оптимального резерва $R_{опт}$, вычисленного при фиксированном $J_k(\Delta P)$.

Определение критерия ожидаемой потери нагрузки, сут/год, $M_k(\Delta P_d)$ базируется на сопоставлении ряда распределения вероятностей располагаемой генерирующей мощности (установленная мощность за вычетом разрывов мощности) и упорядоченного графика суточных максимумов нагрузки [3.4, 3.5]. В частном случае для концентрированной энергосистемы без внешних электрических связей

$$M_k(\Delta P_d) = \sum_i S_i (P_{расч i} < P_{пик i}),$$

где $P_{расч i}$ — располагаемая генерирующая мощность i -х суток; $P_{пик i}$ — прогнозируемый пик нагрузки i -х суток; $S_i (P_{расч i} < P_{пик i})$ — вероятность превышения пика нагрузки над располагаемой мощностью. Для энергообъединений алгоритм определения $M_k(\Delta P_d)$ более сложен. Установленная мощность агрегатов должна быть такой, чтобы обеспечить нормируемый $M_k(\Delta P_d)$. В его основе нет экономических предпосылок, поскольку учтен лишь факт возникновения дефицитного состояния.

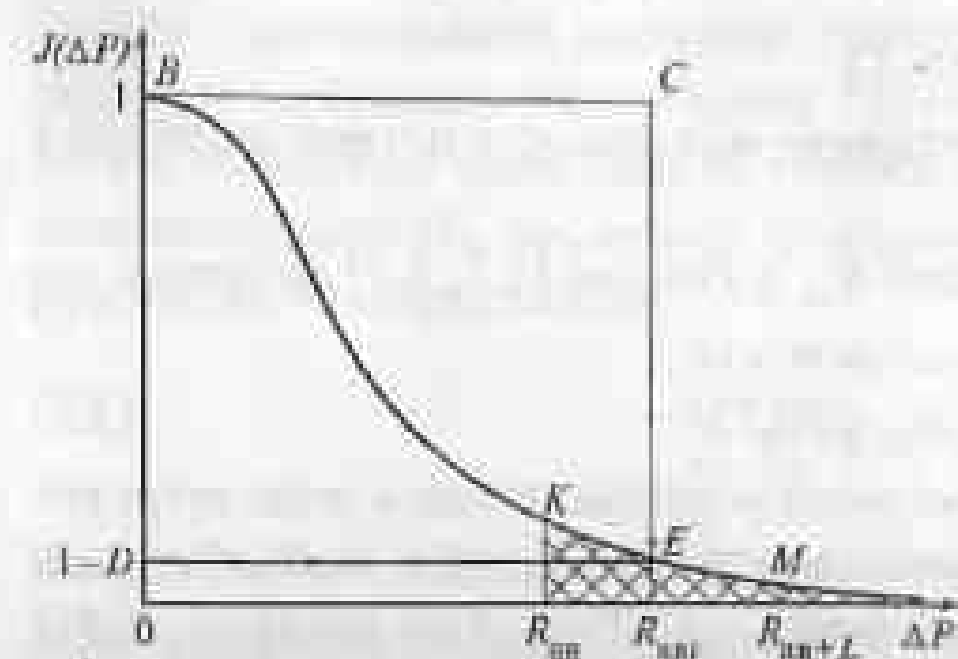


Рис. 3.3. Определение резерва мощности по интегральной кривой вероятностей дефицита мощности

При заданном расчетном периоде критерий ожидаемой потери нагрузки, ч/год, $M_k(\Delta P_d)$ равен $J_k(\Delta P)T$; при переходе от $M_k(\Delta P_d)$ к $M_k(\Delta P_h)$ и обратно необходимо учитывать продолжительность дефицитного состояния $t_{деф}$. Она зависит от мощности энергоузла и генерирующих агрегатов. В небольших энергосистемах при мощности агрегата $P_{агр}$ примерно равной $10\% P_{макс}$, $t_{деф} = 10-15$ ч. Для систем с агрегатами мощностью до 1% , $t_{деф} = 1-2$ ч. Следовательно $M_k(\Delta P_h) = (1-15)M_k(\Delta P_d)$. Считают, что если линия средней нагрузки отсекает на суточном графике пик продолжительностью 2 ч и более, то при использовании критерия $M_k(\Delta P_d)$ необходимо учитывать и $M_k(\Delta P_h)$.

Таблица 3.3. Характеристики критериев и резервов мощности

Респондент	$J_k(\Delta P)$, отн. ед.	$M_k(\Delta P_d)$, сут/год	$M_k(\Delta P_h)$, ч/год	$P_{агр}$, %	R , %
Австралия	...	—	5—7	7—15	20—30
Бельгия	—	—	16
Бразилия	—	2,5	—	1,4	...
Великобритания	—	1,8	—	1—2	24
Дания	—	—	—	12	20
Иордания	—	0,5	—	26	25—30
Ирландия	...	1,5	9	12	33—35
Испания	—	0,1	—	4	10
Италия	...	—	—	1—2	25
Канада	—	0,1	2,5	2—8	20
Китай	—	—	—	...	20
Нидерланды	...	—	—	7	30—34
Норвегия	—	—	3
Португалия	—	—	—	6	20
Румыния	—	0,07—1,2	—	3—4	30—35
Словения	0,002	—	20	18	24
СНГ	0,004	—	35	0,6	15—17
США	—	0,1	—	2—3	15—20
Финляндия	0,001	—	9	6—7	14
Франция	...	0,4	2	2—3	...
ФРГ	...	—	—	2—3	20
Швеция	—	0,4	—
ЮАР	...	6,0	20	4	28
Япония	—	0,4	—	0,7—0,8	20—30

Примечание. Знак «...» — нет данных; — критерий не используется.

Таким образом, применяемые в мировой практике при обосновании вводов мощности вероятностные критерии могут быть выражены через показатель (индекс) расчетной надежности. Результирующие резервы R мощности, явившиеся следствием применения вероятностных критериев и влияющих факторов, даны в табл. 3.3 в процентах от P_{max} . Не удивительно, что 3/4 респондентов учитывали параметр $R = 15\text{—}25\%$ независимо от используемого критерия и его нормируемой величины. В России результирующий резерв рекомендуется равным $15\text{—}17\%$; на долю составляющей $R_{\text{ав}}$ приходится примерно 2/3 от R или $10\text{—}12\%$.

3.2. Обоснование системообразующих связей

Обоснование и выбор резервов генерирующей мощности связаны с решением задачи об объединении энергосистем. Основной предпосылкой этому является достижение *межсистемного эффекта*, т.е. снижение установленной генерирующей мощности в объединении по сравнению с изолированной работой его частей. Реализация этого эффекта осуществляется благодаря совместному использованию системами резерва мощности (взаиморезервирование), совмещению суммы максимумов нагрузки и ремонтов генерирующего оборудования, обмену свободной мощностью, возникающей в объединяемых энергосистемах в отдельные моменты времени по различным причинам. Связанные с рассматриваемым фактором перетоки мощности предъявляют более жесткие требования к пропускной способности связей в энергообъединении.

Создание энергообъединений для реализации межсистемного эффекта является сложной технико-экономической задачей. Для определения по критерию D оптимального значения резерва мощности $R_{\text{ав}}$ используем функцию распределения вероятностей дефицита мощности $J(\Delta P)$, $\Delta P \geq 0$ (см. рис. 3.3). Для поддержания принятого индекса надежности в i -м изолированном энергоузле установлен резерв $R_{\text{ав}i}$. Площадь $OBER_{\text{ав}i}$ пропорциональна выработке электроэнергии резервными агрегатами. Площадь $BCEB$ пропорциональна свободной (неиспользованной) энергии. Она может производиться резервными агрегатами и при наличии межсистемной связи использоваться для покрытия дефицита мощности в других энергоузлах. Таким образом, их объединение связью пропускной способности L способствует совместному использованию резервов. Резерв мощности объединения и в общем случае каждой из его частей становится ниже необходимого резерва при обособленном режиме их работы.

При работе узлов в составе объединения благодаря приему извне свободной энергии в рассматриваемом i -м узле допустимо снизить резервную мощность до $R_{\text{ав}} < R_{\text{ав}i}$. В нем возможна компенсация дефицита $R_{\text{ав}} + L = R_{\text{ав}} + L > R_{\text{ав}i}$. Площадь $R_{\text{ав}} KMR_{\text{ав}} + L$ пропорциональна энергии, получаемой от остальных узлов. Дефицит мощности, превышающий $R_{\text{ав}i}$, компенсируется с вероятностью, зависящей от распределения вероятностей дефицита в других частях объединения. Отсюда для поддержания в энергоузле $D = \text{const}$ необходимо, чтобы $R_{\text{ав}} + L > R_{\text{ав}i}$. Отрезок $\Delta R = R_{\text{ав}i} - R_{\text{ав}}$ характеризует сокращение резерва в i -м узле при сохранении в нем $D = \text{const}$.

При малой пропускной способности связи между узлами вероятность, с которой обеспечивается прием свободной мощности одного энергоузла от других, близка к единице. Действительно, при $L \rightarrow 0$ площадь $R_{\text{ав}} KMR_{\text{ав}} + L$ пропорциональна сво-

бодной энергии, получаемой одним энергоузлом от других, также стремится к нулю. Она пренебрежимо мала по сравнению с площадью $BCEB$, пропорциональной всей свободной энергии в остальной части объединения. При небольшой пропускной способности связи L ее организация практически эквивалентна установке в узле и в других частях объединения резерва, равного L . Тем самым, при $D = \text{const}$ удается «снять» в объединении генерирующую мощность $\Delta R = 2L$. Следовательно,

$$\lim_{L \rightarrow 0} \Delta R / L = 2. \quad (3.9)$$

По мере увеличения пропускной способности связи свободная энергия в каждом из объединяемых узлов уменьшается вследствие снижения располагаемого резерва или благодаря ее использованию для компенсации дефицита мощности в других энергоузлах. Оптимальное соотношение между располагаемым резервом мощности в энергоузле и пропускной способностью его связи с другими узлами при $D = \text{const}$ определяется минимумом затрат $Q(L) + f(R_{\text{ав}})$ на создание связей $Q(L)$ и установку генерирующей мощности $f(R_{\text{ав}})$. Так как $R_{\text{ав}} = \chi(L)$, условие минимума этих затрат с позиций пропуска потоков взаиморезервирования:

$$dQ(L)/dL + [df(R_{\text{ав}})/dR_{\text{ав}}](dR_{\text{ав}}/dL) = 0. \quad (3.10)$$

Обозначив удельные приросты затрат $dQ(L)/dL = \alpha_{\text{уд.л}}$ и $df(R_{\text{ав}})/dR_{\text{ав}} = \alpha_{\text{уд.р}}$, перейдя к конечным приращениям резерва, а также преобразовав (3.10), получим

$$d(\Delta R)/dL = \lambda = \alpha_{\text{уд.л}} / \alpha_{\text{уд.р}} = \text{tg} \beta. \quad (3.11)$$

Затраты на создание связи определенной пропускной способности зависят от ее протяженности l (расстояния между частями объединения). При небольшой протяженности связи затраты на сооружение последней также небольшие, и они меньше выгоды, получаемой благодаря сэкономленной мощности от взаиморезервирования при $D = \text{const}$. При увеличении расстояния затраты на создание связи возрастают и могут превысить выгоду, получаемую вследствие снижения резерва мощности. Из выражений (3.9) и (3.11) следует, что объединение узлов экономически оправдано благодаря снижению в них генерирующей мощности, если обеспечивается

$$\lambda = \alpha_{\text{уд.л}} / \alpha_{\text{уд.р}} < 2. \quad (3.12)$$

Условие (3.12) выполняется, как правило, даже при $l \approx 1000$ км. Это стимулирует формирование крупных, протяженных энергообъединений. Расчеты показывают, что потоки взаиморезервирования энергоузлов кратковременны, т.е. не более 2% расчетного периода. В схемах электрических соединений часто имеются системообразующие связи, которые не всегда загружены, но их целесообразность с позиций реализации межсистемного эффекта несомненна.

3.3. Обоснование схем присоединения к энергосистеме

При разработке схем присоединения к энергосистеме обосновывают и выбирают номинальные напряжения и количество линий выдачи мощности по направлениям; количество РУ повышенного напряжения, распределение генераторов между ними; пропускную способность связей между сетями различного напряжения на сборных шинах электростанции; предельно допустимые токи КЗ по узлам сети; варианты схем РУ повышенных напряжений (см. § 1.3).

В практике проектирования принятие решений по схемам присоединения сводят к обоснованию эффективности сооружения их элементов на базе критериев, свидетельствующих о необходимости последовательного усиления сети — ввода новых цепей, установки дополнительных (авто)трансформаторных связей,.... Принято, чтобы схема сети полностью обеспечивала выдачу мощности электростанций в систему и электроснабжение потребителей в нормальном режиме и при плановых ремонтах элементов схем. В аварийных и послеаварийных режимах схемы должны удовлетворять ряду ограничений [1.2, 3.6, 3.7]:

— недопущению ограничения перетоков мощности в установившихся режимах при неполной схеме по критерию статической устойчивости и термической стойкости проводников и аппаратов;

— недопущению нарушения динамической устойчивости в энергосистеме при фиксированных возмущениях без воздействия ПА;

— недопущению снижения уровней напряжения по узлам сети в послеаварийных режимах ниже заданной границы.

Так, нормативно закреплён [3.6] критерий $(n - 1)$, т.е. отключение одного элемента схемы, для сетей до 500 кВ применительно к расчетным длительным перетокам. Эти нормативы распространены на схемы присоединения (для 750 кВ в случае присоединения к АЭС) электростанций. Например, схемы присоединения ТЭС на всех этапах ввода мощности обязаны обеспечивать выдачу располагаемой мощности в любой период времени при работе всех отходящих линий. При отключении одной из них должна обеспечиваться выдача всей мощности электростанции в часы максимума нагрузки; лишь в отдельных случаях допускается ограничение выдачи мощности в размерах, не превышающих мощности наиболее крупного энергоблока.

Коэффициент запаса K_P аperiodической статической устойчивости по активной мощности должен быть не менее 20 % в нормальном режиме [3.7], а так же в утяжеленных условиях при ремонтах основного оборудования электростанций. В кратковременных послеаварийных режимах (до 20 мин), до вмешательства персонала в регулирование, разрешено вынужденно снижать значение коэффициента до 8 %. В рассматриваемом сечении энергосистемы значение

$$K_P = (P_{пр} - P - \Delta P_n) / P_{пр} \quad (3.13)$$

где $P_{пр}$ — активная мощность, передаваемая в предельном по статической устойчивости режиме; P — переток активной мощности в сечении энергосистемы; ΔP_n — наибольшее значение нерегулярных колебаний (случайных отклонений) активной мощности.

Для АЭС схема присоединения на всех этапах ввода должна обеспечивать выдачу располагаемой мощности в любой период времени как при полной схеме, так и при отключении линии выдачи мощности.

В качестве расчетного возмущения принято двухфазное КЗ на землю. Однофазное КЗ с успешным и неуспешным АПВ в сетях 500 кВ и ниже является дополнительным к критерию $(n - 1)$ требованием. Динамическая устойчивость здесь должна обеспечиваться без воздействия ПА [3.7].

Коэффициенты запаса по напряжению в узлах нагрузки нормированы [3.7] и должны быть не менее 15 % в нормальном режиме и при утяжеленных условиях (ремонтах основного оборудования электростанций), а в кратковременных послеаварийных режимах — не менее 10 %.

При наибольшей нагрузке в установившемся послеаварийном режиме напряжение на вторичной стороне подстанций должно быть не ниже номинального напряжения сети с учетом регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) трансформаторов [1.2]. Невыполнение данного требования влечет за собой или увеличение числа связей, или дополнительное оснащение сетей средствами компенсации реактивной мощности.

В [3.6] регламентирован выбор номинального напряжения выдачи мощности и предельных токов КЗ. Напряжение берется по одной из шкалы номинального напряжения сети: 110—220—500—1150 или 110—330—750 кВ. Сочетание напряжений, входящих в разные шкалы, не применяется, кроме районов стыкования сетей, использующих разные системы номинальных напряжений. На электростанции не рекомендуется устанавливать более двух РУ повышенного напряжения. На шинах электростанций и подстанций токи КЗ не должны превышать 40 и 63 кА при 220—330 и 500—750 кВ.

Недопущение ограничений на перетоки мощности в установившихся режимах при неполной схеме. Имеют место критерии $(n - 1)$, т.е. потеря одной электрической цепи (Бельгия, Бразилия, Иордания, Ирландия, Китай, Норвегия, Словения, Франция, Швеция) и $(n - 2)$ — одновременно двух цепей (Австралия, Великобритания, Дания, Исландия, Испания, Италия, Канада, Нидерланды, Норвегия, Португалия, Румыния, США, Финляндия, ЮАР, Япония). Критерий $(n - 2)$ используют в особых случаях (Австралия, Италия, ЮАР) или он не учитывается для отдельных расчетных режимов (Дания, Испания, Франция). Плановые простои элементов сети предполагают в период естественного сезонного снижения нагрузки и это редко вынуждает усиливать сеть.

Учет отключенного состояния цепей не всегда достаточное условие обоснования и выбора схем. Так, в более 80 % стран в качестве расчетного отключения рассматривают потерю генерирующей мощности, а в 50 % странах — погашение системы шин в схемах коммутации. Там, где в ходу критерий $(n - 1)$, обычно учитывается и потеря сборных шин. Последнее редко принимается во внимание при использовании $(n - 2)$. Только в Испании, США и Японии применение находит и $(n - 2)$, и событие потери системы шин. В Бразилии, Иордании и Франции используется $(n - 1)$, но не рассматривается погашение сборных шин.

В промышленно развитых странах из-за организационных и финансовых трудностей с землетводами под новое строительство применяют двухцепные ВЛ всех классов напряжения (до 380—420 кВ). В России для основных сетей используют одноцепные линии. Аварийность и одно- и двухцепных ВЛ сопоставима (§ 2.7). Поэтому правомерность $(n - 2)$ в первом случае не вызывает сомнений. Применительно к отечественной практике погашение систем или секций систем сборных шин долгое время не являлось расчетным условием. Оно введено в практику лишь в 2003 г. [3.7]. Для характерных в основных сетях России кольцевых схем коммутации отказы на их сборных шинах обычно не приводят к потере большого числа присоединений. Рассматриваемые отказы следует учитывать для схем с одной-двумя-тремя и более системами сборных шин с обходной либо без нее, которые широко используются в западноевропейских странах в основных и распределительных сетях.

Недопущение нарушения динамической устойчивости. Расчетным возмущением, при котором должна обеспечиваться динамическая устойчивость, в 40 % стран является трехфазное КЗ (Бельгия, Великобритания, Ирландия, Нидерланды, Португалия, США, Франция, Япония и др.). Это наиболее жесткое расчетное условие. В Австралии расчетное возмущение — двухфазное КЗ на землю, а в Бразилии однофазное. При этом устойчивость параллельной работы энергоузлов при трехфазных КЗ должна обеспечиваться средствами ПА. Не менее 30 % стран (Дания, Испания, Италия, Китай, Швеция и др.) наиболее тяжелое расчетное возмущение (трехфазное КЗ) учитывают лишь для отдельных режимов.

Недопущение снижения уровня напряженности по узлам сети в послеаварийных режимах. Как правило, нормируемые уровни напряжения по узлам сети в послеаварийных режимах находятся в диапазоне $-10 + +5\%$ номинального. Более узкий диапазон составляет $-7,5 + +2,5\%$ в сетях 400 кВ Ирландии. Но здесь две такие цепи и поддержание в них уровней напряжения не вызывало проблем. Причем в сетях 220 кВ Ирландии диапазон допустимых уровней напряжения уже $\pm 9\%$. В ряде стран верхний диапазон напряжения равен 10% . Минимальная нижняя граница в сетях 380 кВ Франции составляет $-3,9\%$.

Таким образом, независимо от форм хозяйствования и форм собственности в отрасли обоснование эффективности сооружения объектов основной электрической сети, включая схемы присоединения, ведется на базе конечного числа технических или технико-экономических ограничений или расчетных условий. Они связаны с индексацией надежности покрытия генерирующей мощностью нагрузки и предотвращением режимных ограничений на перетоки мощности, вызванных одновременным отключением заданного количества связей, динамическими возмущениями и недопустимыми уровнями напряжения по узлам сети.

3.4. Обоснование и выбор количества линий выдачи мощности

Условия формирования схем присоединения многообразны. Это относится к радиусам выдачи мощности и мощности нагрузочных узлов, схемам прилегающих сетей, расположению электроустановки в энергосистеме и др. Поэтому количество линий, отходящих от электростанций или подстанций, при прочих равных условиях варьируется.

При обосновании количества линий выдачи мощности учитывается множество факторов. К ним относятся надежность, потери мощности и энергии, условия поддержания по узлам сети уровней напряжения в эксплуатационных режимах, стоимостные характеристики элементов и др. Взаимное влияние факторов противоречиво. Так, увеличение количества линий связи электростанции с системой, с одной стороны, повышает надежность выдачи мощности, снижает потери мощности и энергии в сетях, уменьшает потребность в источниках реактивной мощности для поддержания требуемых напряжений по узлам сети в различных эксплуатационных режимах. С другой стороны это требует дополнительных затрат на линии и их трассы, коммутационную аппаратуру, увеличивает токи КЗ по узлам сети.

Выбор сечений проводов линий электропередачи производится методом интервалов тока или активной мощности [1,2]. Выбранное сечение проверяется по условиям нагрева в нормальном, ремонтных и послеаварийных режимах и в режиме КЗ, а для ВЛ 500 кВ и выше также по условиям короны и уровню радиопомех. При определении токовых нагрузок (мощностей) линий электропередачи методом интервалов учитывают две составляющие: затраты, связанные с капиталовложениями на линии при изменении их числа или конструкции (сечения) фаз и стоимость нагрузочных потерь в линиях при тех же условиях.

Выбор количества линий выдачи мощности при напряжении 500 кВ и выше является комплексной технико-экономической задачей. Для ее решения необходимо более полно учитывать пропускную способность линий, а так же условия поддержания напряжения по узлам сети в различных эксплуатационных режимах.

Одним из важнейших для линии электропередачи является понятие *натуральной мощности*.

Параметры линии, скорость распространения электромагнитной волны v и скорость света c связаны следующим соотношением:

$$v = 1 / \sqrt{\epsilon \epsilon_0 \mu \mu_0} = c / \sqrt{\epsilon \mu} = 1 / \sqrt{L_0 C_0}, \quad (3.14)$$

где ϵ и μ — относительные диэлектрическая и магнитная проницаемость среды; ϵ_0 и μ_0 — электрическая и магнитная постоянные; L_0 и C_0 — погонные индуктивность и емкость линии. Для ВЛ $v = c$. Для кабельных линий, где $\epsilon = 4-5$, $v \approx c(2-2,5)$.

Средняя за период погонная энергия электрического поля фазы идеальной линии, т.е. без потерь активной мощности, с напряжением относительно земли U_ϕ (вывод дан по [3.8]) составляет $W_{эл} = C_0 U_\phi^2$. Мощность электрического поля трехфазной линии длиной l равна $Q_{эл} = 3\omega W_{эл} l = 3\omega C_0 U_\phi^2 l$, где ω — угловая частота. Средняя за период погонная энергия магнитного поля фазы линии при протекании тока I — это $W_{м} = L_0 I^2$. Мощность магнитного поля трехфазной линии длиной l равна $Q_{м} = 3\omega W_{м} l = 3\omega L_0 I^2 l$.

Реактивная мощность линии — это разность мощностей электрического и магнитного поля

$$Q = Q_{эл} - Q_{м} = 3\omega l (C_0 U_\phi^2 - L_0 I^2) = 3\omega l C_0 U_\phi^2 [1 - L_0 I^2 / (C_0 U_\phi^2)], \quad (3.15)$$

равная нулю при $Q_{эл} = Q_{м}$. Тогда из (3.15) получим:

$$I = U_\phi \sqrt{C_0 / L_0} = I_n, \quad (3.16)$$

Из (3.16) следует, что

$$z_n = \sqrt{L_0 / C_0}. \quad (3.17)$$

Переменная z_n называется волновым сопротивлением, а при этом ток в линии — натуральным (естественным) током I_n . Он соответствует току в бесконечно длинной линии без отраженных волн (есть только прямая волна). То же создается на линии конечной длины с активной нагрузкой, равной z_n . *Рассматриваемый режим работы считается натуральным: линия не генерирует и не потребляет реактивную мощность.*

При $Q \neq 0$, выражение (3.15), с учетом (3.14) и (3.17), представим так:

$$Q = 3\omega l (U_\phi^2 / (v z_n)) (1 - z_n^2 k^2 I_n^2 / U_\phi^2) = P_n \lambda (1 - k^2) = P_n \lambda (1 - (P/P_n)^2), \quad (3.18)$$

$$P_n = 3U_\phi^2 / z_n = U^2 / z_n \approx U_{с.ном}^2 / z_n, \quad (3.19)$$

$$\lambda = \omega l / v = \omega l \sqrt{L_0 C_0}; \quad (3.20)$$

$$k = III_n \approx P/P_n,$$

где P_n — натуральная мощность линии; U и $U_{с.ном}$ — линейное напряжение линии и линейное номинальное напряжение сети; λ — волновая длина линии; k — отношение передаваемой мощности P к натуральной мощности этой линии.

Пример 3.2. Определить волновое сопротивление, волновую длину и натуральную мощность ВЛ 750 кВ длиной 300 км с фазой 5×240 и 5×400 мм². По табл. 7.6 в [1,2] при фазе 5×240 мм² погонное индуктивное сопротивление $x_0 = 0,308$ Ом/км, погонная емкостная проводимость

$b_0 = 3,76 \cdot 10^{-6}$ См/км, а при 5×400 мм² — $x_0 = 0,286$ Ом/км, $b_0 = 4,13 \cdot 10^{-6}$ См/км. Поскольку $x_0 = \omega L_0$ и $b_0 = \omega C_0$, то из (3.17) получим

$$z_n = \sqrt{L_0/C_0} = \sqrt{x_0/b_0}, \quad (3.21)$$

а из (3.20)

$$\lambda = \omega l \sqrt{L_0 C_0} = l \sqrt{x_0 b_0}. \quad (3.22)$$

Для фазы 5×240 мм²: по (3.21) $z_n = \sqrt{0,308/3,76 \cdot 10^{-6}} = 286$ Ом; по (3.22) $\lambda = 300 \sqrt{0,308 \cdot 3,76 \cdot 10^{-6}} = 300 \cdot 1,08 \cdot 10^{-3} = 0,324$ рад; по (3.19) $P_n = 750^2/286 = 1976$ МВт.

Аналогично для фазы 5×400 мм²: $z_n = \sqrt{0,286/4,13 \cdot 10^{-6}} = 263$ Ом; $\lambda = 300 \sqrt{0,286 \cdot 4,13 \cdot 10^{-6}} = 300 \cdot 1,09 \cdot 10^{-3} = 0,326$ рад; $P_n = 750^2/263 = 2139$ МВт.

Как видно, увеличение сечения фазы от $5 \times 240 = 1200$ до $5 \times 400 = 2000$ мм², т.е. в 1,67 раза, незначительно, менее 10 % повлияло на волновое сопротивление и натуральную мощность линии и практически не сказалось на ее волновой длине.

Натуральная мощность линии изменяется квадратично вместе с увеличением номинального напряжения сети (3.19). В действительности P_n возрастает в степени, большей, чем вторая, поскольку вместе с увеличением напряжения уменьшается волновое сопротивление линии. Заметное влияние для увеличения натуральной мощности оказывает расщепление проводов. Например, если за 100 % принять значение P_n для одиночного провода, то при расщеплении на два провода P_n составляет 125 %, на три провода — 140 % и на четыре — 150 %. В табл. 3.4 даны значения натуральной мощности линий электропередачи.

Таблица 3.4. Натуральные мощности линий электропередачи (МВт)

$U_{с,ном}$ кВ	Количество проводов в фазе воздушной линии							Кабель- ные
	1	2	3	4	5	8	11	
6	0,1	—	—	—	—	—	—	1,0
10	0,25	—	—	—	—	—	—	2,5
35	3	—	—	—	—	—	—	30
110	30	—	—	—	—	—	—	300
220	120	—	—	—	—	—	—	1200
330	—	350—360	—	—	—	—	—	—
500	—	—	860—900	—	—	—	—	—
750	—	—	—	2120	1970—2140	—	—	—
1150	—	—	—	—	—	5330—5400	7350	—

При $k < 1$, как следует из (3.18), на линии имеется избыток реактивной мощности ($Q > 0$), максимум которого будет при ее холостом ходе ($k = 0$):

$$Q = P_n \lambda. \quad (3.23)$$

Пример 3.3. Определить реактивную мощность, генерируемую на холостом ходе одной ВЛ 750 кВ, используя исходные данные Примера 3.2. Согласно (3.23) при фазе 5×240 мм² $Q = 1976 \cdot 0,324 = 640$ Мвар и при 5×400 мм² — $Q = 2139 \cdot 0,326 = 697$ Мвар.

Избыток реактивной мощности должен быть поглощен энергосистемой для предотвращения длительного повышения напряжения в узлах сети, недопустимого для изоляции оборудования.

В линии электропередачи переменного тока длиной l , характеризуемой погонными значениями распределенных постоянных r_0 (активное сопротивление, Ом/км), x_0 , b_0 (активная проводимость, См/км), b_0 , параметры установившегося режима — напряжения по концам U_1 и U_2 , токи I_1 и I_2 — связаны между собой известными уравнениями:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 \operatorname{ch} \gamma_0 l + \sqrt{3} I_2 z_n \operatorname{sh} \gamma_0 l; \quad (3.24)$$

$$I_1 = \frac{U_2}{\sqrt{3} z_n} \operatorname{sh} \gamma_0 l + I_2 \operatorname{ch} \gamma_0 l. \quad (3.25)$$

В (3.24) и (3.25):

$$\gamma_0 = \beta_0 + j\alpha_0 = \sqrt{(r_0 + jx_0)(g_0 + jb_0)} \quad (3.26)$$

— комплексный коэффициент распространения электромагнитной волны, рад/км; β_0 — коэффициент затухания; α_0 — коэффициент фазы;

$$z_n = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{g_0 + jb_0}} = z_0(a - jb)$$

— комплексное волновое сопротивление линии.

В режиме холостого хода при одностороннем включении ВЛ (продолжительный расчетный режим для изоляции оборудования) из (3.24) получим

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 / (\operatorname{ch} \gamma_0 l). \quad (3.27)$$

Пренебрежем относительно небольшим активным сопротивлением линии (так, активное сопротивление ВЛ 500 кВ в 10—20 раз ниже индуктивного) и эффектом коррозии проводов, тогда из (3.26)

$$\gamma_0 = j\alpha_0 = j\omega l = \omega \sqrt{L_0 C_0}. \quad (3.28)$$

Условие (3.28) позволяет заменить в (3.27) $\operatorname{ch} \gamma_0 l$ на $\cos \alpha_0 l$. Значение α_0 для ВЛ расположено в диапазоне $(1,05—1,09)10^{-3}$ рад/км и почти не зависит от конструкции фазы (см. Пример 3.2). Из (3.27) и (3.28) определим предельную длину $l_{пр}$ линии по условию не превышения на ее разомкнутом конце наибольшего рабочего напряжения ($U_2 = U_{раб,нб}$), когда в начале линии поддерживается номинальное напряжение сети ($U_1 = U_{с,ном}$)

$$l_{пр} = \frac{1}{\alpha_0} \arccos \frac{U_{с,ном}}{U_{раб,нб}}. \quad (3.29)$$

Пример 3.4. Определить предельную длину ВЛ 500 кВ по условию ограничения длительного повышения напряжения в режиме холостого хода. Здесь $U_{с,ном} = 500$ кВ, $U_{раб,нб} = 1,05 U_{с,ном} = 1,05 \cdot 500 = 525$ кВ.

В режиме одностороннего включения по (3.29) $l_{пр} = \frac{1}{(1,06—1,09)10^{-3}} \arccos \frac{500}{525} \approx 300$ км.

Предельная длина участка линии между узловыми точками, в которых поддерживается при холостом ходе номинальное напряжение (т.е. наибольшее повышение напряжения будет в середине ВЛ), составит с учетом (3.29)

$$l_{пр} = \frac{2}{\alpha_0} \arccos \frac{U_{с.ном}}{U_{пов.нб}} = \frac{1}{(1,06 - 1,09) \cdot 10^{-3}} \arccos \frac{500}{525} \approx 600 \text{ км.}$$

Таким образом, по условию ограничения длительного повышения напряжения в режимах холостого хода, ВЛ длиной до 300 км могут эксплуатироваться без устройств компенсации зарядной мощности линии. Электропередачи длиной 300—600 км должны оснащаться шунтирующими реакторами. При протяженности свыше 600 км компенсирующие устройства следует размещать в промежуточных точках. Для этого предусматривают переключательные пункты, но наиболее часто сооружают промежуточные подстанции. В практике проектирования мощность шунтирующих реакторов выбирается от 60 (500 кВ) до 90 % (750 кВ и выше) зарядной мощности (3.23). Номинальная мощность шунтирующего реактора составляет 180, 330 и 900 Мвар при напряжении соответственно 500, 750 и 1150 кВ.

Шунтирующие реакторы, необходимые по условиям рассмотренных режимов холостого хода, должны отключаться при полной загрузке линии. В противном случае избежать снижения напряжения по узлам сети можно лишь с помощью дополнительных дорогостоящих источников реактивной мощности: синхронных компенсаторов или батарей статических конденсаторов [3.9]. Присоединение шунтирующих реакторов к РУ осуществляется выключателями или включателями-отключателями (рис. 3.4).

При $k > 1$ линия согласно (3.18) потребляет реактивную мощность ($Q < 0$). Она быстро возрастает с увеличением k и может многократно превысить генерируемую линией реактивную мощность при холостом ходе.

Пример 3.5. Определить баланс реактивной мощности ВЛ в схеме присоединения электростанции к системе (рис. 3.5). Исходные данные следующие: $n_d = 2$ — две параллельные ВЛ 750 кВ длиной $l = 300$ км с фазой $5 \times 400 \text{ мм}^2$; рассматриваются два расчетных режима — нормальный, когда обе ВЛ в работе ($n_d = 2$) и равномерно загружены, и послеаварийный режим, связанный с отключением одной ВЛ ($n_d = 1$); в нормальном режиме нагрузка мощностью P каждой линии составляет P_n .

Из Примера 3.2 $\lambda = 0,326$ рад и $P_n = 2139$ МВт. В нормальном режиме по (3.18) и с учетом $n_d = 2$ получим $Q = 2 \cdot 2139 \cdot 0,326 \times [1 - (2139/2139)^2] = 0$ Мвар. В послеаварийном режиме вся нагрузка ляжет на оставшуюся в работе линию ($P = 2P_n = 2 \cdot 2139$ Мвт), поэтому $Q = 1 \cdot 2139 \cdot 0,326 [1 - (2 \cdot 2139/2139)^2] = -2092$ Мвар.

Такой характер изменения баланса мощности сохранится независимо от количества отходящих от электростанции линий.

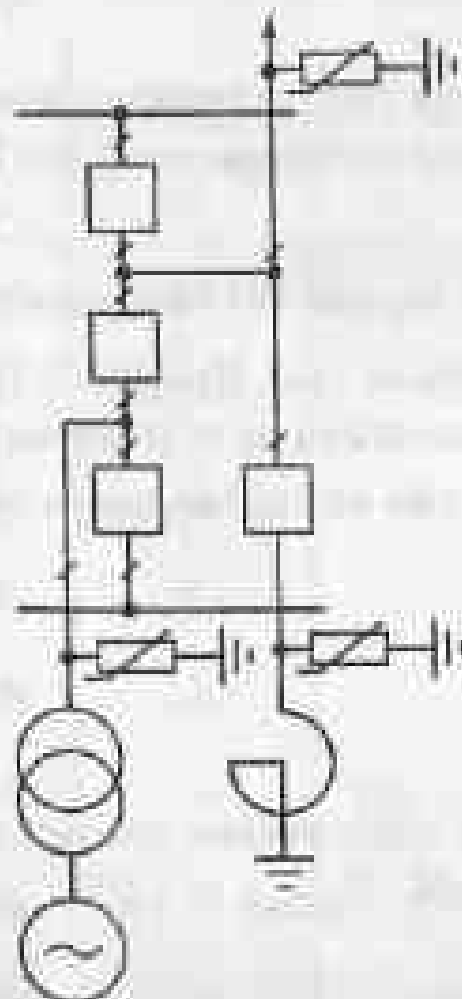


Рис. 3.4. Схема подключения шунтирующего реактора



Рис. 3.5. Схема присоединения электростанции к системе

Пример 3.6. Определить изменение баланса реактивной мощности в схеме присоединения электростанции к системе, взяв исходные данные из Примера 3.5 со следующим отличием: количество параллельных линий n_d изменяется от 2 до 10; в послеаварийном режиме при отключении одной линии выдана мощность (т.е. $n_d - 1$) вся нагрузка равномерно распределяется между оставшимися в работе ВЛ.

В нормальном режиме при $n_d = 2$ баланс реактивной мощности двух линий равен 0 (см. Пример 3.5). В послеаварийном режиме при $n_d = 1$ баланс реактивной мощности линии составляет -2092 Мвар (там же). Изменение баланса мощности в схеме присоединения при этом составит $\Delta Q = 0 - 2092 = 2092$ Мвар. Результаты расчетов при $n_d = 3-10$ приведены ниже.

n_d	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ΔQ , Мвар	2092	1743	1627	1569	1534	1510	1494	1481	1473
ΔQ , %	100,0	83,3	77,8	75,0	73,3	72,2	71,4	70,8	70,4

При любом возможном количестве отходящих линий (расчетный случай с 10 ВЛ 750 кВ и нагрузкой $P_n = 2139$ МВт каждая соответствует выдана мощность электростанции $P_{ген} > 20\ 000$ МВт) максимальное изменение баланса реактивной мощности в схеме присоединения и $n_d = var$ не превышает 30 % (1,3 раза). На основании (3.18) ΔQ пропорционально примерно второй степени их относительной загрузки и прямо пропорционально длине линии. Следовательно, независимо от мощности электростанции и радиуса распределения электроэнергии этот диапазон ΔQ нивелируется $\sqrt{1,3} = 1,14$, т.е. всего 14 %-ной вариацией исходной загрузки ВЛ.

Таким образом, при нагрузках, превышающих P_n , линия электропередачи становится мощной реактивной нагрузкой. Для существования такого режима нужны источники реактивной мощности. Часть ее дефицита восполняется присоединенными к рассматриваемой линии генераторами электростанции. При этом следует учитывать, что передача свободной реактивной мощности от удаленных энергоузлов, как правило, мало осуществима, так как транспортировка реактивной мощности осуществляется за счет перепада напряжения по узлам сети [3.8, 3.9], а уровни напряжения в электрических сетях поддерживаются в достаточно узком (см. § 3.3) диапазоне.

Пример 3.7. Определим баланс реактивной мощности ВЛ в схеме присоединения в послеаварийном режиме с учетом генераторов электростанции. Исходные данные и результаты расчетов взяты из Примера 3.5. Дополнительные расчетные условия: на электростанции установлены турбогенераторы ТВВ-1000-2 номинальной мощностью $P_{ном} = 1000$ МВт и коэффициентом мощности $\cos \varphi_{ном} = 0,9$ ($\operatorname{tg} \varphi_{ном} = 0,484$). Они включены по схеме блока. Блочные трансформаторы 3-ОРЦ-417000/750 номинальной мощностью $S_{т,ном} = 3 \cdot 417 = 1251$ МВ · А при напряжении КЗ $u_k = u_{кв-н} = 14$ % и токе холостого хода $I_k = 0,35$ %. Для упрощения расчетов не учитываются нагрузка СН и потери активной мощности в блочных трансформаторах.

В послеаварийном режиме реактивная мощность, потребляемая оставшейся в работе ВЛ 750 кВ, составляет (см. Пример 3.5) $Q = 2092$ Мвар. Принято, что турбогенератор вырабатывает номинальную активную $P_{ном} = 1000$ МВт и реактивную $Q_{ном} = P_{ном} \operatorname{tg} \varphi_{ном} = 1000 \cdot 0,484 = 484$ Мвар мощность. Следовательно, полная мощность турбогенератора $S = \sqrt{1000^2 + 484^2} = 1111$ МВ · А, а потери реактивной мощности в блочном трансформаторе составят

$$\Delta Q_t = (I_k/100)S_{т,ном} + (u_k/100)(S^2/S_{т,ном}) = (0,35/100)1251 + (14/100)(1111^2/1251) = 143 \text{ Мвар.}$$

Таким образом, один энергоблок восполнит дефицит реактивной мощности $Q_{ном} - \Delta Q_t = 484 - 143 = 341$ Мвар и на стороне 750 кВ блока $\operatorname{tg} \varphi = 341/1000 = 0,341$. Тогда в послеаварийном режиме при выдана электростанцией активной мощности $P = 2 \cdot 2139 = 4278$ МВт в сеть 750 кВ, восполне-

ине дефицита реактивной мощности от генераторов составит $P_{тгр} = 4278 \cdot 0,341 = 1459$ Мвар при общем дефиците 2092 Мвар. Следовательно, необеспеченная часть дефицита $2092 - 1459 = 633$ Мвар должна компенсироваться дополнительными источниками реактивной мощности, например четырьмя синхронными компенсаторами мощностью по 160 Мвар, устанавливаемыми на шинах приемной подстанции.

Итак, согласно (3.15) и (3.18) при $k > 1$ мощность магнитного поля линии превышает мощность ее электрического поля. Этот дисбаланс должен быть компенсирован извне для поддержания по узлам сети необходимых уровней напряжения и в итоге — пропускной способности связи. В простейшем случае для электростанции, работающей без непрерывного автоматического регулятора возбуждения (АРВ) через линию электропередачи на шины системы с неизменным напряжением U и частотой, отдаваемая активная мощность составляет [3.10]

$$P = (EU/X)\sin\delta, \quad (3.30)$$

где E — ЭДС электростанции; X — эквивалентное индуктивное сопротивление (линии, трансформаторов, генераторов); δ — угол между векторами E и U . Поскольку E и U не сильно отличаются друг от друга по модулю, то

$$P = (U^2/X)\sin\delta, \quad (3.31)$$

и, следовательно, предел статической устойчивости пропорционален напряжению в узлах.

Синхронные компенсаторы — источники реактивной мощности, имеющие плавный и глубокий диапазон регулирования. Они характеризуются широкой (десять типоразмеров) шкалой номинальных мощностей от 10 до 350 Мвар. Это крупные электрические машины, требующие значительных затрат, в том числе на трансформаторное и коммутационное оборудование для их присоединения к энергоузлам. Доля затрат на источники реактивной мощности в суммарных затратах по электропередаче резко возрастает с увеличением номинального напряжения сети.

Причина в том, что удельная стоимость сооружения собственно линии растет пропорционально первой степени номинального напряжения, тогда как натуральная мощность увеличивается пропорционально квадрату напряжения (3.19). Так же следует учитывать, что баланс реактивной мощности электропередачи прямо пропорционален длине линии. Средняя длина ВЛ 500—750 кВ в нашей стране составляет 300 км, а 220 кВ — 100 км. В результате влияние фактора компенсации реактивной мощности при напряжении 500 кВ и выше оказывается столь велико, что для рассматриваемых сетей минимальное количество линий выдачи мощности необходимо выбирать, исходя из загрузки каждой линии в продолжительном режиме на уровне не выше натуральной мощности линии соответствующего класса напряжения, т.е.

$$n_n > P_{\text{выд}}/P_n \quad (3.32)$$

где $P_{\text{выд}}$ — выдаваемая активная мощность. Значение n_n , полученное по (3.32), будет заметно выше, чем при выборе n_n по интервалам тока или активной мощности.

Влияние фактора компенсации реактивной мощности в схемах присоединения иллюстрируется данными табл. 3.5. Они получены при сравнении большого числа вариантов: иметь загрузку линий в схемах выше P_n или вводить дополнительные ВЛ для обеспечения условия (3.32). За 100 % в таблице приняты затраты на дополнительно вводимые линии с учетом стоимости коммутационной аппаратуры и шунтирующих

Таблица 3.5. Структура затрат, %, по влияющим факторам при выполнении условия (3.32)

Составляющая затрат	Напряжение, кВ	
	500	750
Снижение затрат на источники реактивной мощности	62—68	70—85
Снижение издержек, связанных с возмещением нагрузочных потерь энергии в линиях выдачи мощности	32—38	21—25

реакторов. Целесообразность обеспечения условия (3.32) достигалась благодаря снижению затрат на синхронные компенсаторы, служащие для обеспечения требуемых уровней напряжения на вторичной стороне приемных подстанций и коэффициента мощности $\cos\varphi = 0,95$ [1.2], а также издержек, связанных с возмещением нагрузочных потерь энергии в линиях. Из табл. 3.5 следует, что фактор компенсации реактивной мощности в схемах присоединения в 2—4 раза весомее составляющей потерь электроэнергии в линиях выдачи мощности при выборе их оптимального числа.

Закономерно, что фактическая плотность тока 95 % общей протяженности ВЛ 500 кВ в стране не превышает $0,6$ А/мм² [2.6]. Для ВЛ 500 кВ распространены провода сечениями 3×300 и 3×400 мм². Это соответствует токовой нагрузке линии $3 \cdot 300 \cdot 0,6 = 540$ А (или $\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,54 = 468$ МВ·А) и $3 \cdot 400 \cdot 0,6 = 720$ А (624 МВ·А). Для сравнения, при сокращенной номенклатуре проводов предельная экономическая мощность линии 500 кВ с фазой 3×300 мм², определенная методом интервалов [1.2], равна 920 МВт, а с фазой 3×400 мм² — 1650 МВт. При этом натуральная мощность ВЛ 500 кВ составляет (см. табл. 3.4) 860—900 МВт. Следовательно, условие (3.32), как правило, выдерживается с большим запасом не только при проектировании, но и при эксплуатации энергосистем.

Для сетей напряжением до 110—220 кВ влияние фактора компенсации реактивной мощности выражено гораздо слабее из-за причин, изложенных выше. И при выборе количества линий выдачи мощности оправдано использование метода интервалов тока $I_{\text{инт}}$ или активной мощности $P_{\text{инт}}$. Они дают наибольшую в продолжительном режиме нагрузку линии электропередачи. Здесь по аналогии с (3.32)

$$n_n > P_{\text{выд}}/P_{\text{инт}} \quad (3.33)$$

Тем не менее нагрузка линий, определенная методом интервалов является предельным случаем, когда поддержание требуемых уровней напряжения по узлам сети обеспечено сетью более высокой ступени напряжения, допустим, за счет использования в послеаварийных режимах компенсирующих устройств, установленных в общих узлах сети, но рассчитанных на более тяжелые возмущения в сети высшего напряжения.

При выборе сечения проводов ВЛ методом интервалов сравниваются затраты, связанные с капиталовложениями на линии при изменении конструкции (сечения) фазы, со стоимостью нагрузочных потерь в них при тех же условиях. Однако при увеличении номинального напряжения сети все заметнее скапливается эффект коронирования проводов. Это выражается в увеличении потерь электроэнергии на корону и затрат, связанных с данным фактором. В результате при прочих равных условиях расширяются предпочтительные области применения фаз с большим сечением проводов.

Пример 3.8. Определить оптимальное сечение проводов ВЛ 500 кВ в схеме присоединения электростанции к системе в европейской части России. Графики выдачи мощности в нормальном режиме приведены на рис. 3.6. Продолжительность зимнего графика нагрузки 200 дней, летнего — 165. По (3.32) выбраны две линии выдачи мощности 500 кВ. Длина ВЛ $l = 600$ км.

Нагрузочные потери мощности в линии электропередачи определяются по формуле

$$\Delta P_{\text{нагр}} = \frac{P_1^2 + (P_1 \operatorname{tg} \varphi_1 + b_0 / K_b U_1^2 / 2)^2}{U_1^2} r_0 / K_r, \quad (3.34)$$

где P_1 , U_1 и φ_1 — активная мощность, напряжение и угол между векторами активной и полной мощности в начале электропередачи; K_b и K_r — коэффициенты, учитывающие распределенность параметров линии при $l > 200$ —300 км:

$$K_b = 1 + x_0 b_0 l^2 / 12; \quad K_r = 1 - x_0 b_0 l^2 / 3. \quad (3.35)$$

Подставляя в (3.34) для P_1 максимальной (наибольшей) в продолжительном режиме нагрузки $P_{\text{нб}}$, получаем $\Delta P_{\text{нагр}} = \Delta P_{\text{нагр}}^{\text{max}}$. При этом издержки, связанные с возмещением нагрузочных потерь электроэнергии в линии, составят (см. § 2.5)

$$I_{\text{нагр}} = \Delta P_{\text{нагр}}^{\text{max}} z_{\text{з, уд, нагр}}, \quad (3.36)$$

где $z_{\text{з, уд, нагр}}$ — удельные замыкающие затраты на возмещение нагрузочных потерь электроэнергии.

Издержки, связанные с возмещением потерь электроэнергии на корону, оцениваются следующим образом:

$$I_{\text{кор}} = \Delta w_{\text{кор}} z_{\text{з, уд, кор}}, \quad (3.37)$$

где $\Delta w_{\text{кор}}$ — удельные среднегодовые потери электроэнергии в ВЛ из-за коронного разряда; $z_{\text{з, уд, кор}}$ — удельные замыкающие затраты на возмещение потерь электроэнергии, не зависящих от нагрузки.

В (3.34) рекомендуются $U_1 = U_{\text{раб, нб}}$, а значения $\operatorname{tg} \varphi_1$ — по рис. 3.7. Определение оптимального $\operatorname{tg} \varphi = \operatorname{tg} \varphi_1$ (рис. 3.7) выполнялось на базе технико-экономического сравнения целесообразности транспорта по сети реактивной мощности от генераторов с вариантом размещения дополнительных ее источников непосредственно в нагрузочных узлах.

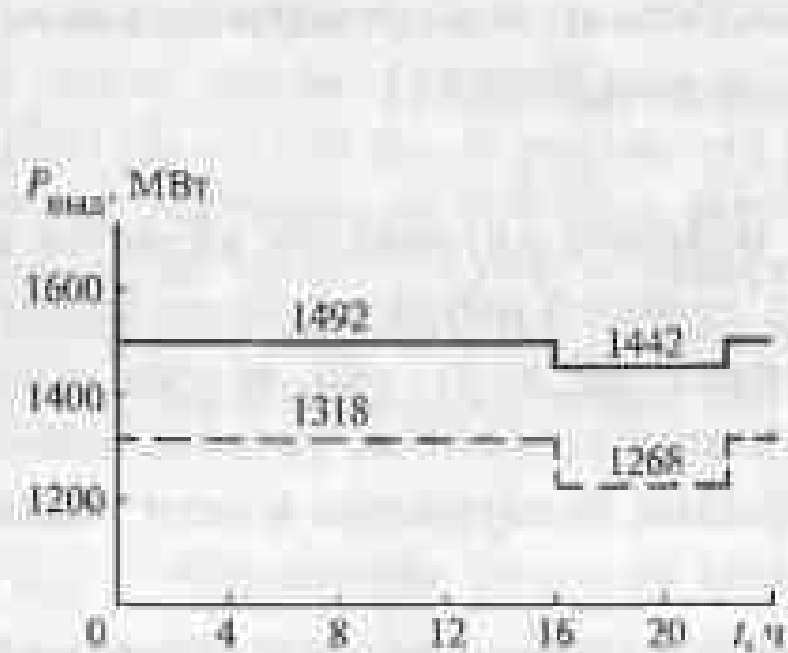


Рис. 3.6. Графики выдачи мощности в систему

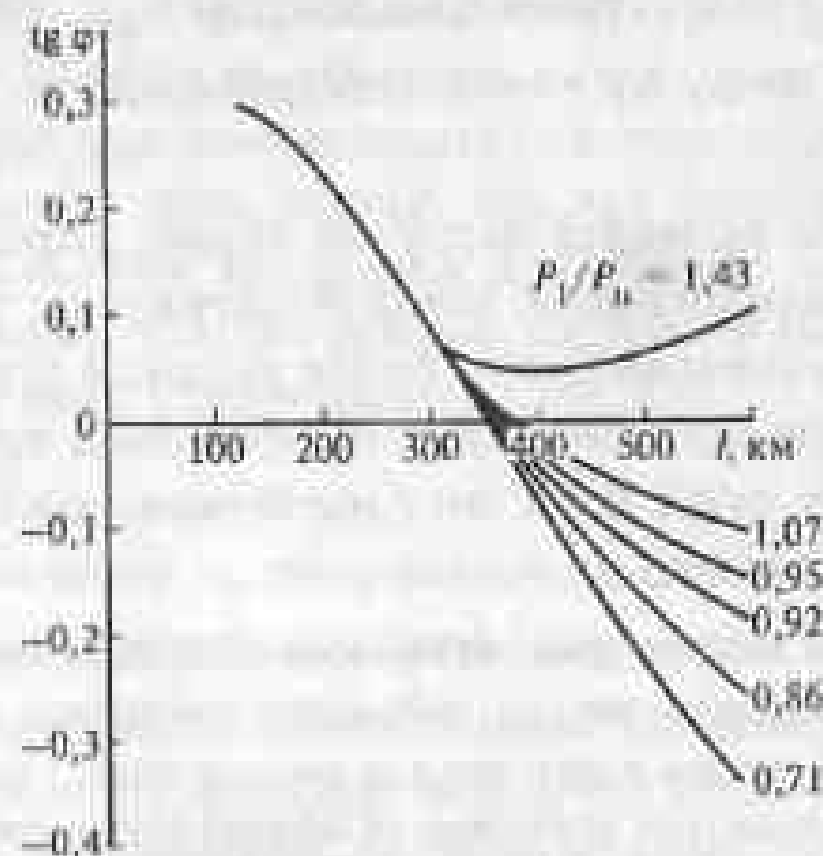


Рис. 3.7. Оптимальный коэффициент мощности на шинах электростанций

Примем к рассмотрению две конструкции фазы ВЛ 500 кВ: 3×300 мм² ($x_0 = 0,31$ Ом/км, $b_0 = 3,97 \cdot 10^{-6}$ См/км, $r_0 = 0,034$ Ом/км) и 3×400 мм² ($x_0 = 0,306$ Ом/км, $b_0 = 3,62 \cdot 10^{-6}$ См/км, $r_0 = 0,025$ Ом/км).

При фазе 3×300 мм² по (3.35):

$$K_b = 1 + 0,31 \cdot 3,97 \cdot 10^{-6} \cdot 600^2 / 12 = 1,04;$$

$$K_r = 1 - 0,31 \cdot 3,97 \cdot 10^{-6} \cdot 600^2 / 3 = 0,85.$$

Согласно рис. 3.6 $P_1 = P_{\text{нб}} = 1492/2 = 746$ МВт. По (3.21) $z_n = \sqrt{0,31 / 3,97 \cdot 10^{-6}} = 279$ Ом и по (3.19) $P_n = 500^2 / 279 = 896$ МВт. Используя $P_1 / P_n = 746 / 896 = 0,83$ и рис. 3.7 находим $\operatorname{tg} \varphi_1 = -0,25$. Откуда из (3.34)

$$\Delta P_{\text{нагр}} = \Delta P_{\text{нагр}}^{\text{max}} = \frac{746^2 + [746(-0,25) + 3,97 \cdot 10^{-6} \cdot 600 \cdot 1,04 \cdot 525^2 / 2]^2}{525^2} \cdot 0,034 \cdot 600 \cdot 0,85 = 36,5 \text{ МВт.}$$

Для расчета по (3.36) необходимо оценить число часов использования максимальной нагрузки $T_{\text{нагр}}$. Имея график на рис. 3.6, определяем

$$T_{\text{нагр}} = \frac{\sum P_1 t_1}{P_{\text{нб}}} = \frac{(1492 \cdot 18 + 1442 \cdot 6) 200 + (1318 \cdot 18 + 1268 \cdot 6) 165}{1492} = 8224 \text{ ч.} \quad (3.38)$$

По $T_{\text{нагр}} = 8224$ ч и данным § 2.5 находим линейной аппроксимацией $\tau = 7766$ ч. Далее в соответствии с рис. 8.1 [1.2] получаем $z_{\text{з, уд, нагр}} = 1,76 \cdot 10^{-2}$ отн. ед/(кВт·ч) и по (3.36)

$$I_{\text{нагр}} = (36,5 \cdot 10^3) 7766 (1,76 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-3}) = 4989 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Удельные среднегодовые потери электроэнергии на корону в линии заданного напряжения представлены в табл. 7.7 [1.2] в зависимости от конструкции ее фазы и района сооружения, где $\Delta w_{\text{кор}} = 60$ тыс. кВт·ч/км. При этом $z_{\text{з, уд, кор}} = 1,7 \cdot 10^{-2}$ отн. ед/(кВт·ч) (определено по рис. 8.1 [1.2] при $\tau = T_{\text{нагр}} = 8760$ ч), следовательно, по (3.37)

$$I_{\text{кор}} = (60 \cdot 10^3) 600 (1,7 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-3}) = 612 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Результатирующие издержки, связанные с возмещением потерь электроэнергии в ВЛ 500 кВ с фазой 3×300 мм²,

$$I_{\text{эл}(3 \times 300)} = I_{\text{нагр}} + I_{\text{кор}} = 4989 + 612 = 5601 \text{ тыс. отн. ед.}$$

При фазе 3×400 мм²:

$$K_b = 1 + 0,306 \cdot 3,62 \cdot 10^{-6} \cdot 600^2 / 12 = 1,03;$$

$$K_r = 1 - 0,306 \cdot 3,62 \cdot 10^{-6} \cdot 600^2 / 3 = 0,87;$$

$$z_n = \sqrt{0,306 / 3,62 \cdot 10^{-6}} = 291 \text{ Ом;}$$

$$P_n = 500^2 / 291 = 859 \text{ МВт;}$$

$$P_1 / P_n = 746 / 859 = 0,87;$$

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = -0,24;$$

$$\Delta P_{\text{нагр}} = \Delta P_{\text{нагр}}^{\text{max}} = \frac{746^2 + [746(-0,24) + 3,62 \cdot 10^{-6} \cdot 600 \cdot 1,03 \cdot 525^2 / 2]^2}{525^2} \cdot 0,025 \cdot 600 \cdot 0,87 = 27,1 \text{ МВт;}$$

$$I_{\text{нагр}} = (27,1 \cdot 10^3) 7766 (1,76 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-3}) = 3704 \text{ тыс. отн. ед.};$$

$$I_{\text{кор}} = (52 \cdot 10^3) 600 (1,7 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-3}) = 530 \text{ тыс. отн. ед.};$$

$$I_{\text{эл}(3 \times 400)} = 3704 + 530 = 4234 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Как видно, переход от фазы $3 \times 300 \text{ мм}^2$ к $3 \times 400 \text{ мм}^2$ снижает издержки, связанные с возмещением потерь электроэнергии, с $I_{\text{п}(3 \times 300)} = 5601$ тыс. отн. ед. до $I_{\text{п}(3 \times 400)} = 4234$ тыс. отн. ед. Вместе с тем, удельные капиталовложения на ВЛ 500 кВ с фазой $3 \times 300 \text{ мм}^2$ $\kappa_{3 \times 300} = 48,4$ тыс. отн. ед./км (см. табл. 9.8 в [1.2]). В район по условиям гололеда, железобетонные опоры), что ниже аналогичного показателя для линии с фазой $3 \times 400 \text{ мм}^2$ $\kappa_{3 \times 400} = 52,4$ тыс. отн. ед./км. Согласно табл. 8.2 в [1.2] нормы отчислений для ВЛ на капитальный ремонт $a = 0,004$ и на обслуживание $b = 0,004$.

Предположив, что строительство линии осуществляется в течение первого года, а со второго года наступает период ее эксплуатации в течение 40 лет с неизменными издержками, а так же с учетом выражений (2.10) и (2.11), имеем

$$\bar{Z} = K + H \sum_{t=2}^{41} (1 + 0,08)^{1-t} = K + H \frac{(1 + 0,08)^{40} - 1}{0,08(1 + 0,08)^{40}} = K + [K(a + b) + H_{\text{п}}] \frac{(1 + 0,08)^{40} - 1}{0,08(1 + 0,08)^{40}} \quad (3.39)$$

Рассчитаем по (3.39) затраты на рассматриваемые варианты конструкции линии. При фазе $3 \times 300 \text{ мм}^2$

$$\bar{Z}_{3 \times 300} = 48,4 \cdot 600 + [48,4 \cdot 600(0,004 + 0,004) + 5601] \frac{(1 + 0,08)^{40} - 1}{0,08(1 + 0,08)^{40}} = 29040 + 5833,3 \cdot 11,925 = 98,6 \cdot 10^3 \text{ тыс. отн. ед.}$$

а при фазе $3 \times 400 \text{ мм}^2$

$$\bar{Z}_{3 \times 400} = 52,4 \cdot 600 + [52,4 \cdot 600(0,004 + 0,004) + 4234] \frac{(1 + 0,08)^{40} - 1}{0,08(1 + 0,08)^{40}} = 84,9 \cdot 10^3 \text{ тыс. отн. ед.}$$

т.е. на 16 % меньше. Вместе с тем, при сокращенной номенклатуре проводов предельная экономическая мощность линии 500 кВ с фазой $3 \times 300 \text{ мм}^2$, определенная методом интервалов для аналогичных условий (см. табл. 7.11 в [1.2]), составляет 920 МВт.

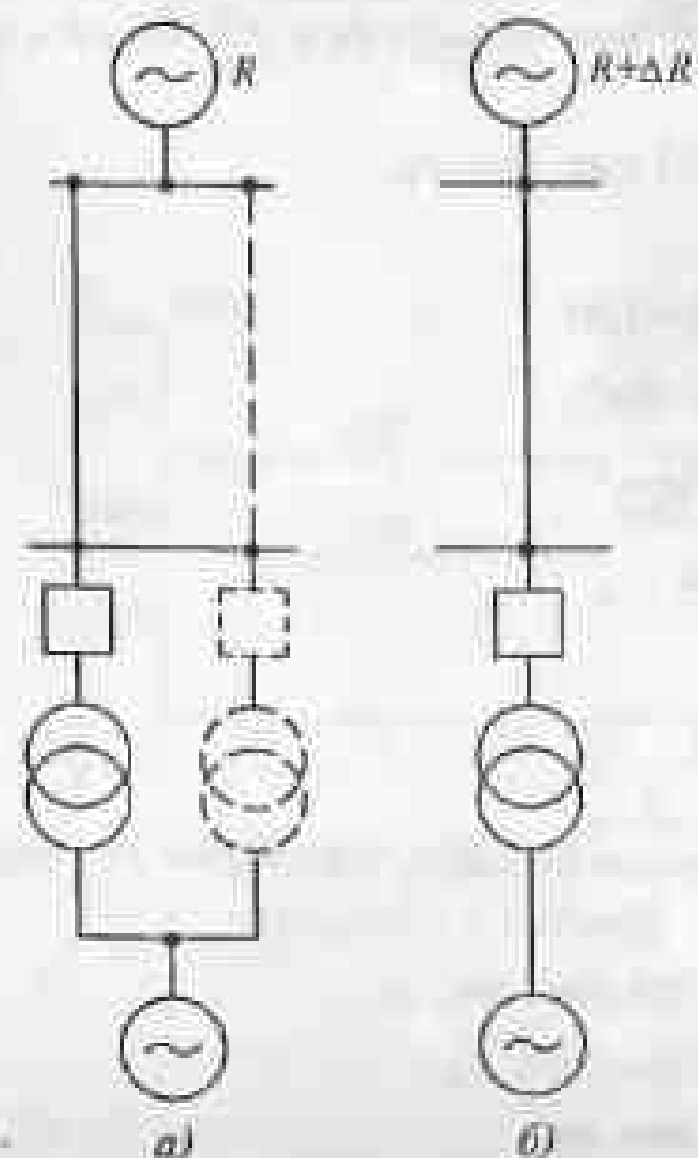
3.5. Обоснование расчетных условий для оценки надежности схем

Резервирование элементов схем электрических соединений (рис. 3.8) осуществляется двумя способами: увеличением их пропускной способности (в частном случае — дублирование) или дополнительным увеличением резервной генерирующей мощности в энергосистеме на ΔR . Последнее мероприятие целесообразно, если дополнительные затраты ΔZ на пропускную способность элемента схемы (для компенсации режимных ограничений выдачи мощности электростанции из-за ненадежности элементов схемы) больше затрат на увеличение резервной мощности

$$\Delta Z > K z_{\text{уд.эс}} \Delta P, \quad (3.40)$$

Рис. 3.8. Резервирование элементов схем:

a — увеличением пропускной способности (дублированием) элементов; *b* — увеличением резерва генерирующей мощности R энергосистемы на ΔR .



где K — коэффициент увеличения резерва мощности в системе при ограничении мощности ΔP на электростанции, учитывающий, что дополнительно введенная по критерию (3.40) мощность используется для компенсации и других возникающих в энергосистеме дефицитов, $0 < K < 1$; $z_{\text{уд.эс}}$ — удельные затраты на замыкающую генерирующую мощность с учетом сетевой составляющей.

Составляющие R_p и $R_{\text{ав}}$ полного резерва мощности (см. § 3.1) практически независимы. Следовательно, из (3.40) получим значения ΔP для условий ремонтных ΔP_p и послеаварийных $\Delta P_{\text{ав}}$ режимов работы:

$$\Delta P_p < \Delta Z / (K_p z_{\text{уд.эс}}); \quad (3.41a)$$

$$\Delta P_{\text{ав}} < \Delta Z / (K_{\text{ав}} z_{\text{уд.эс}}), \quad (3.41б)$$

где K_p и $K_{\text{ав}}$ — коэффициенты, соответственно в ремонтном и послеаварийном режимах. Правая часть (3.41a) — допустимое значение $\Delta P_{p,\text{доп}}$ дефицита мощности ΔP_p , а (3.41б) — допустимое значение $\Delta P_{\text{ав,доп}}$ дефицита $\Delta P_{\text{ав}}$. Если (3.41a), (3.41б) выполняются, то увеличение пропускной способности элементов схемы для ликвидации режимных ограничений на электростанции нецелесообразно, но в энергосистеме должен быть запланирован дополнительный резерв мощности (ΔR_p — ремонтный, $\Delta R_{\text{ав}}$ — аварийный):

$$\Delta R_p = K_p \Delta P_p; \quad \Delta R_{\text{ав}} = K_{\text{ав}} \Delta P_{\text{ав}}. \quad (3.42)$$

Вновь введенный резерв (3.42) используется для устранения режимных ограничений на электростанции или компенсации других возникающих в энергосистеме дефицитов. Поэтому для устранения первых в ней достаточно запланировать резервную мощность, составляющую часть режимного ограничения на рассматриваемой электростанции. Значение резерва мощности r_p для проведения плановых ремонтов блока пропорционально длительности его планового простоя $t_{\text{бл}}$. Если вследствие планового ремонта элемента схемы длительностью t , плановый простой блока увеличивается до $t_{\text{бл}} + t$, то соответственно r_p должен возрасти в $(t_{\text{бл}} + t)/t_{\text{бл}} = 1 + t/t_{\text{бл}}$ раз. Следовательно,

$$K_p = r_p t / t_{\text{бл}}. \quad (3.43)$$

Значение резерва мощности $r_{\text{ав}}$ для проведения аварийно-восстановительных ремонтов энергоблока по технологическим причинам пропорционально математическому ожиданию $M_{\text{бл}}$ его аварийного простоя. Отказ элемента схемы, приводящий к отключению блока, увеличивает математическое ожидание его аварийного простоя на $M_{\text{э}}$, и резерв $r_{\text{ав}}$ должен возрасти в $(M_{\text{бл}} + M_{\text{э}})/M_{\text{бл}} = 1 + M_{\text{э}}/M_{\text{бл}} = 1 + P_{\text{бл}} S_{\text{э}} / (P_{\text{бл}} S_{\text{бл}}) = 1 + S_{\text{э}}/S_{\text{бл}}$ раз, где $P_{\text{бл}}$ — мощность блока; $S_{\text{э}}$ — вероятность аварийного простоя элемента схемы; $S_{\text{бл}}$ — вероятность аварийного простоя блока по технологическим причинам. Тогда

$$K_{\text{ав}} = r_{\text{ав}} S_{\text{э}} / S_{\text{бл}}. \quad (3.44)$$

Из (3.41) и (3.42) с учетом (3.43) и (3.44) при $r_p = 0,06$ и $r_{\text{ав}} = 0,11$ (§ 3.1) получим:

$$\Delta P_p < 16,7 \Delta Z t_{\text{бл}} / (z_{\text{уд.эс}} t_{\text{э}}) = \Delta P_{p,\text{доп}}; \quad (3.45a)$$

$$\Delta P_{\text{ав}} < 9,1 \Delta Z S_{\text{бл}} / (z_{\text{уд.эс}} S_{\text{э}}) = \Delta P_{\text{ав,доп}}; \quad (3.45б)$$

$$\Delta R_p = 0,06 \Delta P_p t_{\text{э}} / t_{\text{бл}}; \quad (3.46a)$$

$$\Delta R_{\text{ав}} = 0,11 \Delta P_{\text{ав}} S_{\text{э}} / S_{\text{бл}}. \quad (3.46б)$$

Из выражений (3.45а), (3.45б) были определены предельные значения дополнительных резервной мощности и пропускной способности элементов схем электрических соединений.

Обратим внимание на особенности использования (3.45а). Реальное, например по графику нагрузки, значение ΔP_p сравнивается с рассчитанным по (3.45а) $\Delta P_{p, \text{доп}}$. При $\Delta P_p < \Delta P_{p, \text{доп}}$ резервирование элемента схемы нецелесообразно, т.е. дополнительные затраты, связанные с увеличением его пропускной способности, экономически не оправданы. Но в энергосистеме для обеспечения полного электроснабжения потребителей должно быть запланировано увеличение ремонтного резерва мощности на ΔR_p [см. (3.46а)]. Соответствующие затраты при этом составят $\Delta Z = \Delta R_p \cdot z_{\text{уд.эс}}$. Если $\Delta P_p \geq \Delta P_{p, \text{доп}}$, то ограничение выдачи мощности электростанции в систему в ремонтных режимах схемы экономически нецелесообразно и для его ликвидации следует идти на увеличение пропускной способности элемента схемы.

С использованием (3.45) и (3.46) рассмотрены типичные случаи выдачи мощности электростанции с блоками 300 МВт в сеть 220 кВ и с блоками 1000 МВт в сеть 750 кВ. В результате анализа условий резервирования блочных трансформаторов, выключателей присоединений энергоблоков и линий выдачи мощности [1.3] выявлено, что по условию (3.45а) ремонтных режимов следует увеличивать пропускную способность элементов схемы или дублировать их. Поэтому, например, блочные трансформаторы целесообразно ремонтировать одновременно с генерирующими агрегатами. По условию (3.45б) послеаварийных режимов оказывается, что целесообразно увеличивать резерв генерирующей мощности. Однако при реальных размерах энергосистем России это чисто теоретическое предположение.

Пример 3.9. Определить по (3.45а), (3.45б) и (3.46а), (3.46б) условия резервирования выключателей присоединения энергоблоков 300—1000 МВт при выдвиге мощности соответственно в сеть 220—750 кВ. Значения составляющих (3.45) взяты по максимально возможному диапазону их изменения.

Капиталовложения на выключатель 220—750 кВ $K_{\text{выкл}}$ равны (табл. 9.15 [1.2]) 85—850 тыс. отн. ед. Удельные капиталовложения на генерирующую мощность в той же экономической системе координат взяты в диапазоне $K_{\text{уд.эс}} = 100—500$ тыс. отн. ед./МВт; например, при оценке резерва мощности $R_{\text{ав}}$ удельные затраты на генерирующую мощность принимались 100 руб./кВт [см. пояснения к выражению (3.8)]. В (3.45) $\Delta P_p = \Delta Z / z_{\text{уд.эс}}$ и $\Delta P_{\text{ав}} = \Delta Z / z_{\text{уд.эс}}$, поэтому (см. § 2.5) в первом приближении $\Delta Z / z_{\text{уд.эс}} \approx K_{\text{выкл}} / K_{\text{уд.эс}}$. Действительно, при использовании (2.9), равенстве отчислений от капитальных вложений по издержкам производства и одинаковом расчетном периоде, справедливо записать $\Delta Z / z_{\text{уд.эс}} = K_{\text{выкл}} / K_{\text{уд.эс}}$.

Среднегодовой простой энергоблока в плановом ремонте (см. § 2.6) $t_{\text{бр}} = \mu_{\text{рем}} \tau_{\text{рем}} + \mu_{\text{рем}} \tau_{\text{рем}}$. По табл. 2.8 для блока КЭС мощностью 300 МВт $t_{\text{бр}} = 0,5 \cdot 1100 + 2 \cdot 30 = 610$ ч, а для блока АЭС мощностью 1000 МВт $t_{\text{бр}} = 1 \cdot 1100 + 3 \cdot 240 = 1820$ ч. Аналогично для выключателя 220 кВ по табл. 2.10 $t_s = 0,17 \cdot 250 + 2 \cdot 24 = 90,5$ ч, а для выключателя 750 кВ $t_s = 0,12 \cdot 1200 + 0,5 \cdot 325 = 306,5$ ч.

Согласно (2.17) и данным табл. 2.8 вероятности аварийного простоя блока 300 МВт без учета его плановых простоев $S_{\text{бр}} = 6 \cdot 90 / 8760 = 6,2 \cdot 10^{-2}$, а блока 1000 МВт $S_{\text{бр}} = 5 \cdot 200 / 8760 = 11,4 \cdot 10^{-2}$. Аналогично для выключателя 220 кВ по табл. 2.10 $S_s = 0,01 \cdot 40 / 8760 = 4,6 \cdot 10^{-5}$, а выключателя 750 кВ $S_s = 0,3 \cdot 120 / 8760 = 1,6 \cdot 10^{-3}$.

Итак, для выключателей присоединений из (3.45) получены при мощности единичного блока $P_{\text{бр}} = \Delta P_p = \Delta P_{\text{ав}} = 300$ МВт: $\Delta P_{p, \text{доп}} = 16,7 \cdot 85 \cdot 610 / (100 \cdot 90,5) = 95,7$ МВт, $\Delta P_{\text{ав, доп}} = 9,1 \cdot 85 \cdot 6,2 \cdot 10^{-2} / (100 \cdot 4,6 \cdot 10^{-5}) = 10425$ МВт, а при $P_{\text{бр}} = \Delta P_p = \Delta P_{\text{ав}} = 1000$ МВт: $\Delta P_{p, \text{доп}} = 16,7 \cdot 850 \cdot 1820 / (500 \cdot 306,5) = 168,6$ МВт, $\Delta P_{\text{ав, доп}} = 9,1 \cdot 850 \cdot 11,4 \cdot 10^{-2} / (500 \cdot 1,6 \cdot 10^{-3}) = 1102$ МВт.

Как видно из значений $\Delta P_{p, \text{доп}}$ и $\Delta P_{\text{ав, доп}}$, по условиям ремонтного режима следует дублировать выключатели присоединений. Поэтому схемы коммутации нужно компоновать так, чтобы ремонт выключателей совмещался с ремонтом соответствующих присоединений, например с ремонтом блока. По условию послеаварийных режимов целесообразно планировать увеличение резерва мощности в энергосистеме. Однако при их фактических размерах — это теоретическое предположение. Так, дополнительный резерв мощности, который должен быть запланирован при отказе одного выключателя присоединения, составит с учетом (3.46б) всего $\Delta R_{\text{ин}} = 0,11 \cdot 300 \cdot 4,6 \cdot 10^{-5} / (6,2 \cdot 10^{-2}) = 0,02$ МВт при $P_{\text{бр}} = 300$ МВт и $\Delta R_{\text{ин}} = 0,11 \cdot 1000 \cdot 1,6 \cdot 10^{-3} / (11,4 \cdot 10^{-2}) = 1,5$ МВт при $P_{\text{бр}} = 1000$ МВт.

При данных $\Delta R_{\text{ин}}$ для поддержания требуемого уровня показателя расчетной надежности (3.8) необходимое количество блоков в энергосистеме, обеспечивающее ввод дополнительной резервной мощности, равной $P_{\text{бр}}$ (оно, очевидно, составит $P_{\text{бр}} / \Delta R_{\text{ин}}$): $300 / 0,02 = 15\,000$ при $P_{\text{бр}} = 300$ МВт и $1000 / 1,5 = 667$ при $P_{\text{бр}} = 1000$ МВт. При этом установленная мощность агрегатов электростанций составляет $15\,000 \cdot 300 + 667 \cdot 1000 = 5,2 \cdot 10^6$ МВт, что в 24 раза больше установленной мощности электростанций России или в 1,4 раза — всего мира. Следовательно, планирование резерва генерирующей мощности для компенсации отказов выключателей присоединений блоков нецелесообразно. Аналогичные выводы, как уже отмечалось, получены [1.3] для блочных трансформаторов и линий выдачи мощности.

Итак, при реальных размерах энергосистем страны планирование резерва мощности для резервирования элементов схем электрических соединений нецелесообразно. Необходимость резервирования элементов схем может быть обоснована учетом экономических последствий из-за их отказов с использованием, например, аппарата удельных ущербов (см. § 2.9). Если этим методом доказана нецелесообразность резервирования элементов схем, то расчетная надежность электроснабжения потребителей будет ниже нормативного значения, определенного (3.8), и такое положение экономически оправдано. При этом дефицит мощности в энергосистеме следует принимать равным мощности, отключенной вследствие ненадежности элементов схемы. Невыполнение данного условия является необоснованным снижением уровня показателя расчетной надежности ниже его нормативного значения, поскольку планируемые резервы генерирующей мощности не гарантируют полной компенсации ее дефицитов, возникающих из-за отказов элементов схем.

Предложенные расчетные условия обеспечивают некоторый запас надежности, который может частично компенсировать объективное снижение показателя расчетной надежности ниже нормируемого значения. Например, дублирование выключателя присоединения не исключает отключений блока на время оперативных переключений и восстановления его технологического процесса при отказах этого выключателя.

Таким образом, применительно к схемам электрических соединений можно сформулировать следующие выводы:

— планирование резерва генерирующей мощности в энергосистемах для резервирования отказов элементов схем (но не генерирующих агрегатов) нецелесо-

образно и, следовательно, необходимость резервирования элементов схем в этом случае может быть обоснована учетом экономических последствий из-за их отказов;

— обоснование резервирования элементов схем в ремонтных режимах следует проводить сравнением возникающего в данном случае дефицита генерирующей мощности с допустимым по критерию (3.45а) значением $\Delta P_{p, доп}$; оно, как правило, невелико, поэтому допустимо принимать расчетное условие, согласно которому в ремонтных режимах схема обязана полностью обеспечивать не только электроснабжение потребителей, но и выдачу всей располагаемой мощности электростанции в систему;

— при оценке надежности схем дефицит мощности в энергосистеме необходимо принимать, равным мощности, отключенной вследствие ненадежности элементов схемы.

3.6. Обоснование способов ограничения токов короткого замыкания

В сетях различного напряжения уровень токов КЗ в той или иной степени непрерывно возрастает. При этом требования к электрическим аппаратам, проводникам, силовым (авто)трансформаторам и конструкциям РУ становятся более жесткими. Возникает проблема согласования или координации параметров электрооборудования с существующими или ожидаемыми уровнями токов КЗ.

Известны следующие методы их ограничения: схемные решения на стадии проектирования; стационарное и автоматическое деление существующей сети при эксплуатации; применение токоограничивающих устройств различного типа; использование для ограничения токов КЗ на землю токоограничивающих реакторов и резисторов, включаемых в нейтрали блочных трансформаторов и автотрансформаторов связи, а также частичное разземление нейтралей трансформаторов [3.11].

Анализ развития одной из крупнейших энергосистем страны показывает, что острота проблемы ограничения токов КЗ сохраняется, несмотря на изменение внешних социально-экономических условий последних десяти лет. В какой-то мере об этом можно судить по динамике деления сетей энергосистемы (табл. 3.6).

Таблица 3.6. Динамика деления сетей энергосистемы

Вид деления сети	Год	Число точек деления, шт., в сетях			
		110 кВ	220 кВ	500 кВ	110—500 кВ
Стационарное	1978	45	11	—	56
	1983	68	11	—	79
	1993	88	17	—	105
	2000	94	18	—	112
Автоматическое	1978	7	2	—	9
	1983	21	3	—	24
	1993	20	3	—	23
	2000	22	4	—	26

В общей сложности примерно 20 % наиболее крупных коммутационных узлов сети 110—220 кВ принудительно подвергнуто стационарному делению на шинно-соединительных и секционных выключателях. Автоматическое деление сети используется реже. Оно не уменьшает электродинамических воздействий на электрооборудование линейных присоединений и требует более высоких соотношений предельных сквозных токов выключателей и их токов отключения. В противном случае необходимо учитывать риск при работе оборудования в зоне ненормированных параметров.

Самые быстрые темпы прироста точек деления сетей (10 % в год) наблюдались до середины 80-х годов — периода интенсивного развития энергосистем страны. Период 1990—1996 гг. характеризовался спадом электропотребления и низкими объемами вводов генерирующих мощностей и электросетевого строительства. В 1997 г. начался рост электропотребления и к настоящему времени оно достигло предкризисного.

Период с 1990-х гг. явился паузой, в течение которой удалось в определенной мере привести в соответствие отключающую способность коммутационных аппаратов с достигнутыми токами КЗ (табл. 3.7). Несмотря на значительные объемы деления сетей, как правило, номинальные токи отключения $I_{откл, ном}$ установленных выключателей оказываются ниже наибольших расчетных токов КЗ — выключатели с недостаточной отключающей способностью. Такое положение характерно для многих энергосистем. Это связано с высокими материальными и финансовыми затратами на модернизацию или замену коммутационного оборудования.

Эффективность стационарного деления сети выявляется расчетами токов КЗ для существующей нормальной схемы сетей на максимум нагрузки и для схемы, где деление сети исключается (принудительная ликвидация точек стационарного деления сети). Расчетная схема энергосистемы состоит из 958 узлов 110 кВ, 180 узлов 220 кВ и 22 узлов 500 кВ. Их количество $n_{уз}$ в расчетной схеме превышает количество РУ рассматриваемого класса напряжения потому, что кодировка узлов в расчетной схеме сети фиксирует каждую систему (схема с двумя системами шин с обходной либо без нее) или секцию системы сборных шин (с одной секционированной системой шин с обходной либо без нее).

Например, в схеме с двумя несекционированными или одной секционированной системой шин задействовано два расчетных узла, в схеме с двумя системами сборных шин, одна из которых секционирована — три узла, в схеме с двумя секционированными системами шин — четыре узла.

Таблица 3.7. Динамика выключателей с недостаточной отключающей способностью

Номинальное напряжение сети, кВ	1978 г.		1983 г.		2000 г.	
	Количество выключателей с недостаточной отключающей способностью по годам:					
	шт.	%	шт.	%	шт.	%
110	113	7,3	140	8,9	26	1,0
220	34	8,2	90	21,1	18	3,1
500	0	0,0	13	28,3	13	20,6
Итого	147	—	243	—	57	—

На рис. 3.9 и 3.10 приведены распределение и интегральное распределение токов однофазных $I_k^{(1)}$ и трехфазных $I_k^{(3)}$ КЗ по узлам сети 110 кВ, на рис. 3.11 и 3.12 — то же, но 220 кВ, на рис. 3.13 и 3.14 — для сети 500 кВ. Здесь и далее использовано следующее правило включения переменной в интервал: $\{>\min; \leq \max\}$. Так, при бине 10 кА (см. рис. 3.9) значение на гистограмме по оси ординат, например при 20 кА, является процентным количеством узлов с токами КЗ более 10 кА, но менее или равное 20 кА. Анализ полученных данных (см. рис. 3.9—3.14) выявляет ряд закономерностей.

1. Ликвидация (замыкание) точек стационарного деления существенно (в 1,9—4,4 раза) увеличивает максимальные токи $I_{k \max}$ КЗ (табл. 3.8) в сети 110—220 кВ. Они могут превысить 130 кА. Рост $I_{k \max}$ в 3—4 и более раз наступает в схеме электроустановки с двумя секционированными системами сборных шин. В нормальном режиме РУ делится на четыре несвязанные между собой части и стационарное деление создается отключенными двумя шинносоединительными и двумя секционными выключателями. Возрастание тока КЗ в 4,4 раза наблюдается при их включении и

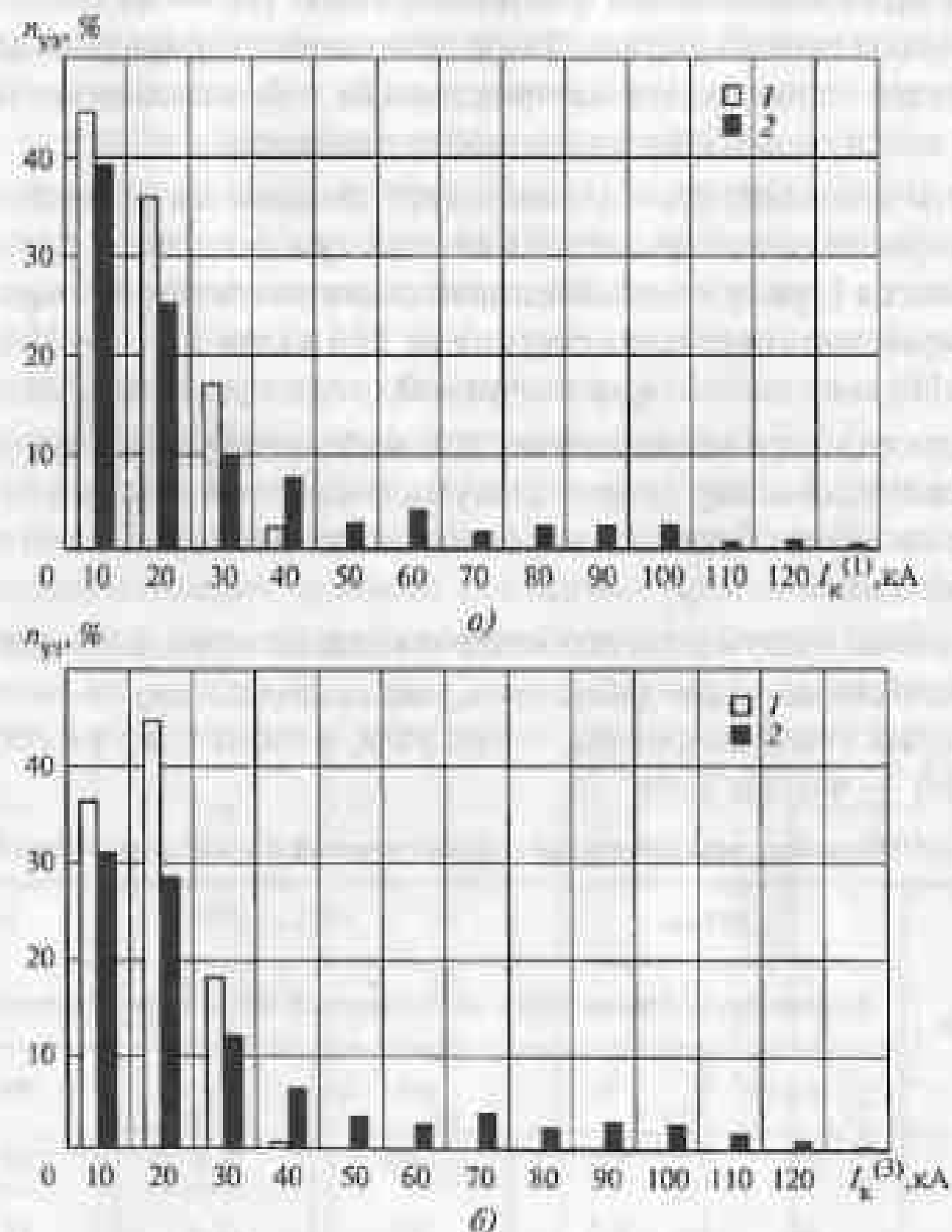


Рис. 3.9. Распределение токов КЗ в сети 110 кВ:

$a - I_k^{(1)}$; $b - I_k^{(3)}$; 1 — фактическая схема с разомкнутыми точками стационарного деления сети;

2 — схема с принудительно замкнутыми точками стационарного деления сети

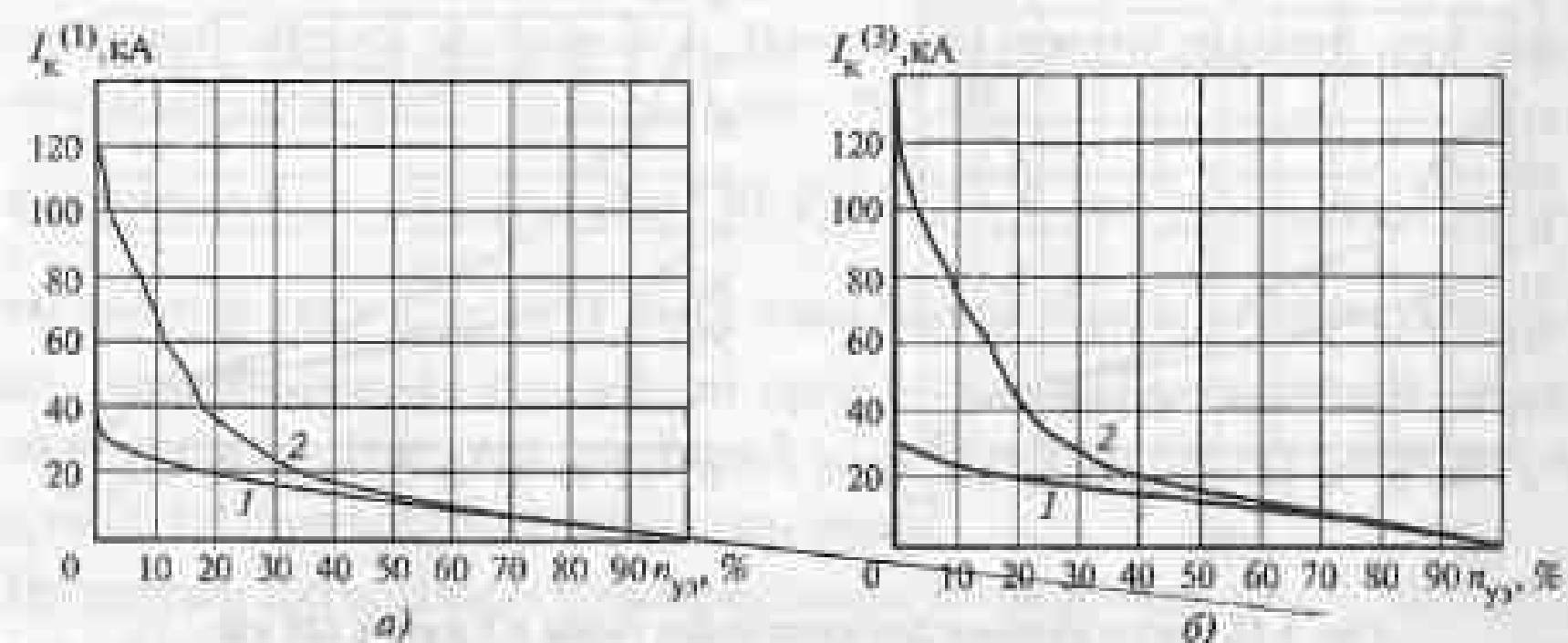


Рис. 3.10. Интегральное распределение токов КЗ в сети 110 кВ: обозначения см. на рис. 3.9

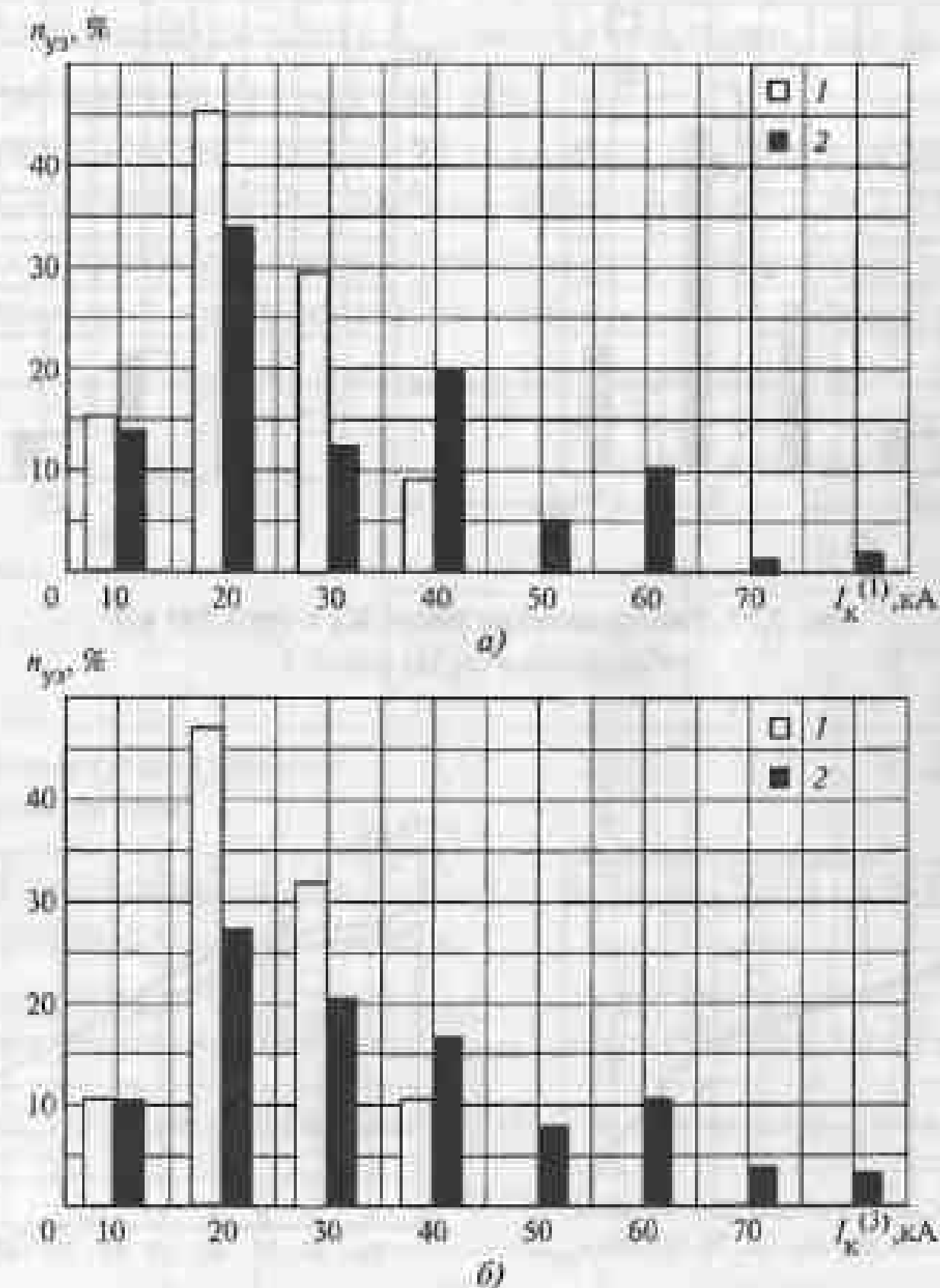


Рис. 3.11. Распределение токов КЗ в сети 220 кВ: обозначения см. на рис. 3.9

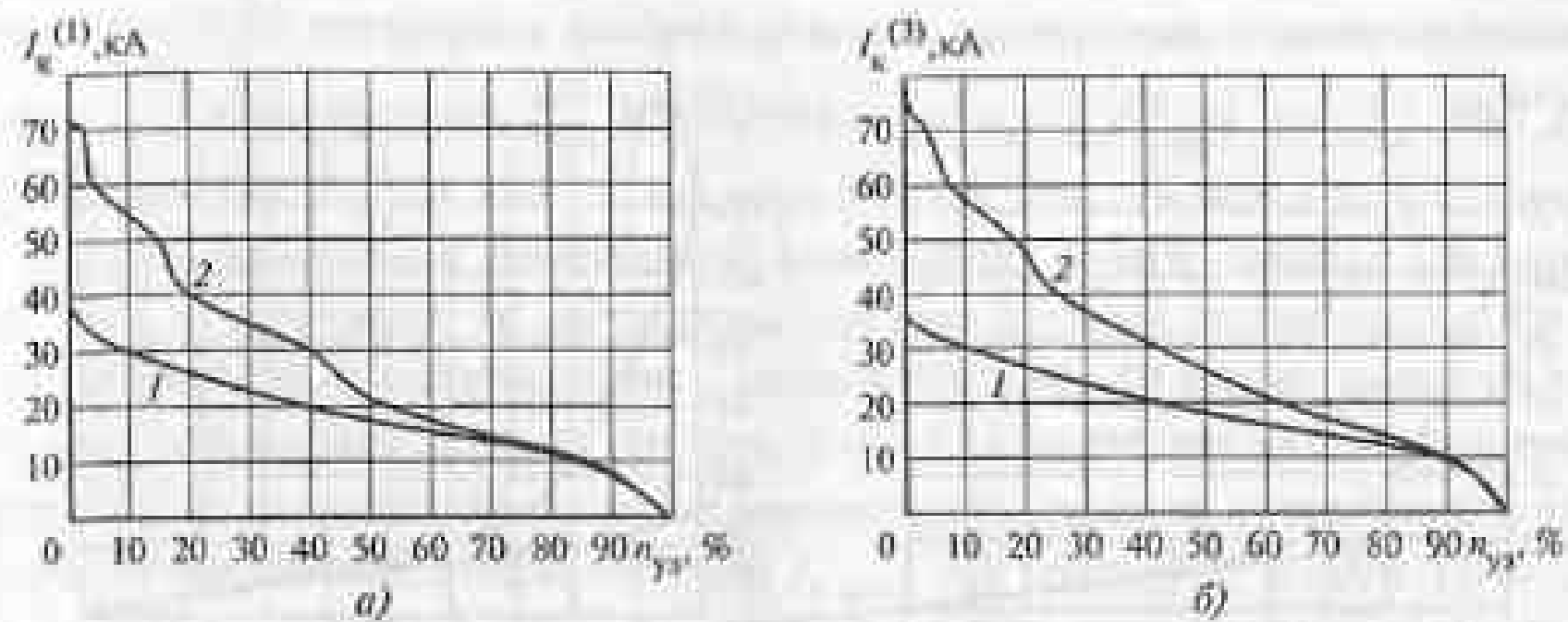


Рис. 3.12. Интегральное распределение токов КЗ в сети 220 кВ: обозначения см. на рис. 3.9

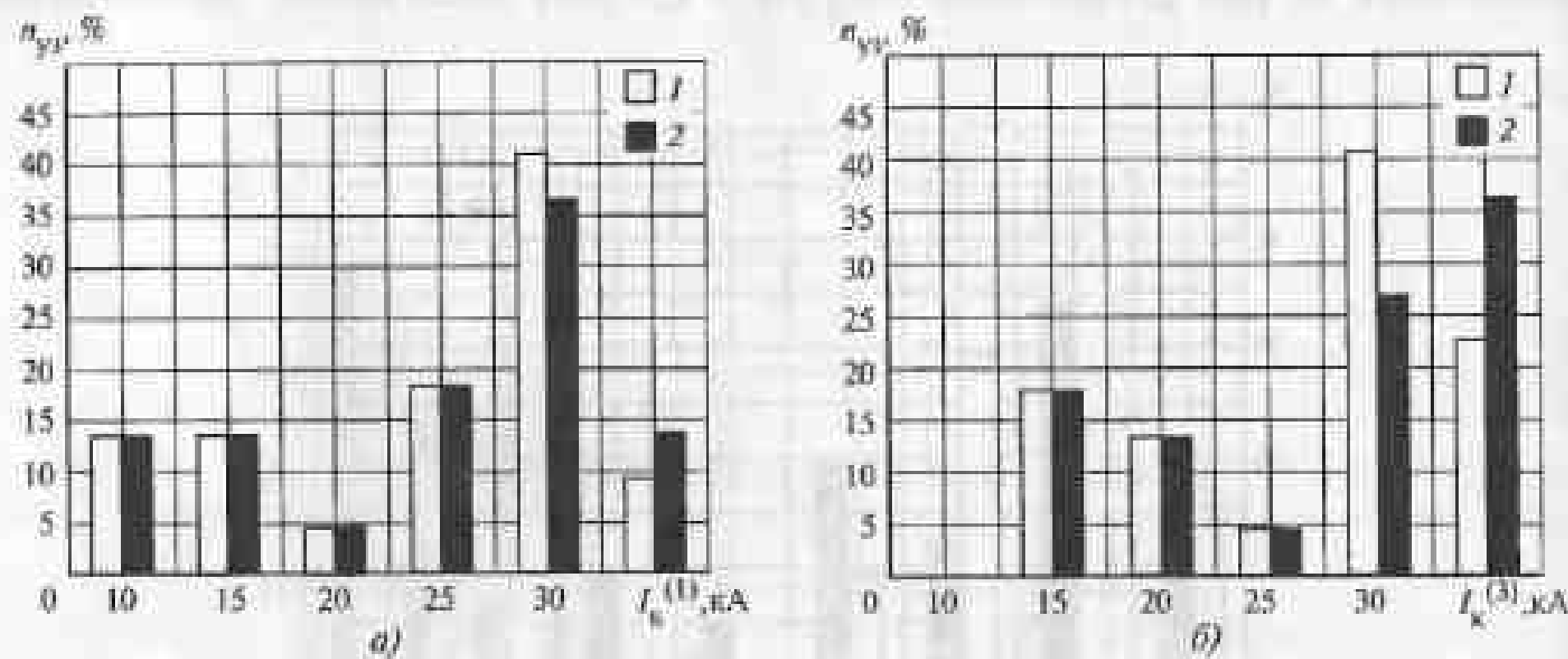


Рис. 3.13. Распределение токов КЗ в сети 500 кВ: обозначения см. на рис. 3.9

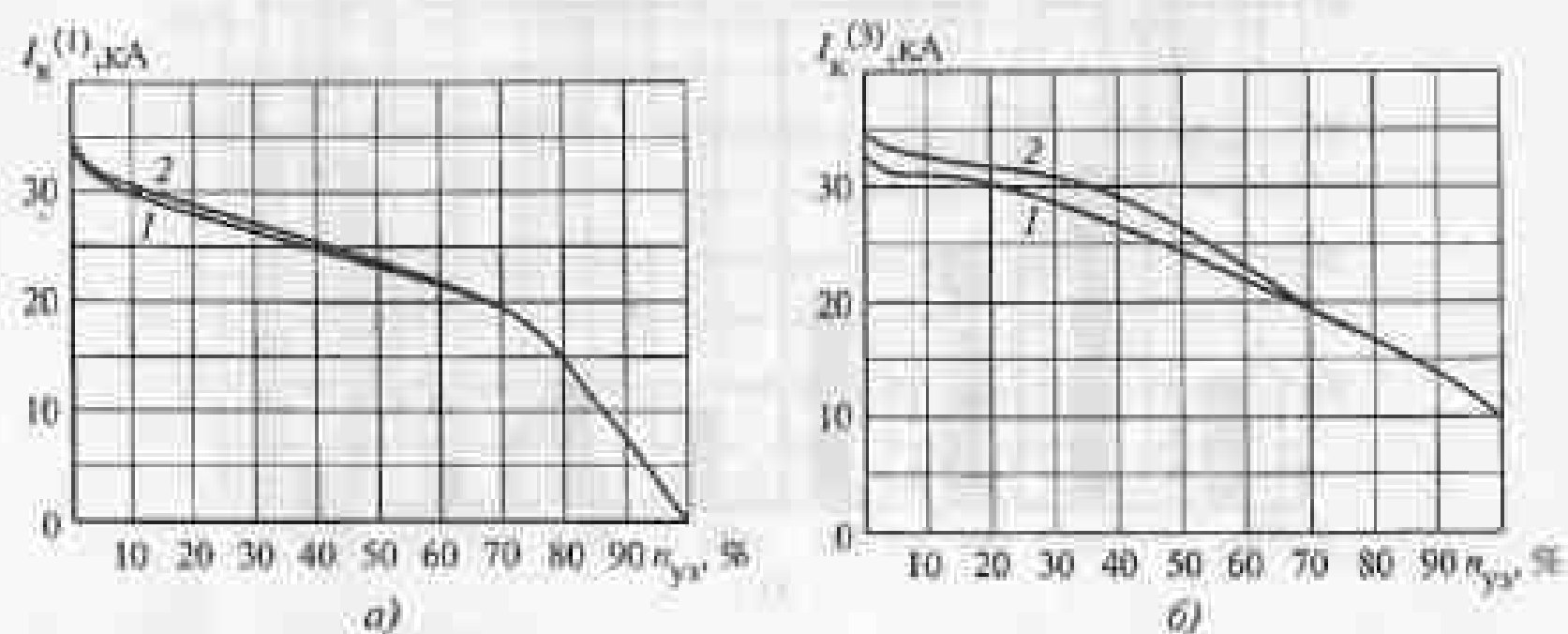


Рис. 3.14. Интегральное распределение токов КЗ в сети 500 кВ: обозначения см. на рис. 3.9

одновременной подпитке точки КЗ от смежного энергоузла, где так же ликвидируются точки стационарного деления сети. Изменение режима деления сети 110—220 кВ практически не сказывается на $I_{к\max}$ в сети 500 кВ.

В фактической схеме (см. табл. 3.8) $I_k^{(1)} > I_k^{(3)}$, а при ликвидации точек стационарного деления сети $I_k^{(1)} < I_k^{(3)}$. Здесь сказывается изменение соотношения эквивалентных сопротивлений нулевой и прямой последовательностей относительно расчетной точки КЗ. При этом значения $I_{к\max}$ в обоих вариантах расчетной схемы сети (см. табл. 3.8) принадлежат различным узлам.

2. По кривым интегрального распределения токов КЗ (см. рис. 3.10, 3.12, 3.14) выявляется *обобщенный эффект токоограничения* по соотношению $k_{огр} = \Pi_2/\Pi_1$, где Π_1 — площадь фигуры, образуемой осями координат и кривой интегрального распределения I (распределение в фактической схеме с разомкнутыми точками стационарного деления), а Π_2 — то же, но в схеме с замкнутыми точками деления сети (табл. 3.9). Значение коэффициента $k_{огр}$ можно трактовать, как среднее ограничение токов КЗ, приходящееся на каждый узел сети.

3. За счет стационарного деления 20 % наиболее крупных коммутационных узлов 110—220 кВ удалось стабилизировать токи КЗ на уровне до 40 кА во всех узлах сетей 110—220 кВ рассматриваемой энергосистемы и использовать электрические аппараты с относительно невысокой коммутационной способностью и соответственно стоимостью.

Таблица 3.8. Максимальные расчетные токи КЗ

Расчетная схема сети	Максимальные токи КЗ, кА, в сетях					
	110 кВ		220 кВ		500 кВ	
	$I_k^{(1)}$	$I_k^{(3)}$	$I_k^{(1)}$	$I_k^{(3)}$	$I_k^{(1)}$	$I_k^{(3)}$
Фактическая с разомкнутыми точками стационарного деления сети	37,5	30,9	37,9	35,6	33,9	32,8
С принудительно замкнутыми точками стационарного деления сети	121,4	134,4	71,9	74,8	33,9	35,0
Увеличение тока КЗ, отн. ед.	3,2	4,4	1,9	2,1	1,0	1,07

Таблица 3.9. Общий эффект токоограничения за счет стационарного деления сети

Вид КЗ	Значение коэффициента $k_{огр}$, отн. ед., в сетях		
	110 кВ	220 кВ	500 кВ
Однофазные	1,91	1,47	1,02
Трехфазные	2,08	1,56	1,05

Максимально допустимый уровень токов КЗ в сетях различного напряжения является важной технико-экономической характеристикой энергосистем. Требования к коммутационному оборудованию должны учитывать стратегию развития систем, электростанций и сетей, возможности промышленности разработать и поставить в установленные сроки оборудование с нужными параметрами, надежность работы электростанций, подстанций, узлов нагрузки и систем в целом, затраты на создание сети с тем или иным максимальным уровнем токов КЗ.

Максимальный ток КЗ зависит от интегральных параметров сетей. К этим параметрам относятся (табл. 3.10) плотность электрической сети, σ_c , км/км², площадь электроснабжения $s_{пс}$, км², приходящаяся на одну подстанцию, а также средняя длина линии $l_{ср}$, км, рассматриваемого класса напряжения. Перечисленные параметры характеризуют жесткость электрических связей в энергосистеме и рассчитываются следующим образом:

$$\sigma_c = l_{\Sigma} / s;$$

$$s_{пс} = s / n_{пс};$$

$$l_{ср} = l_{\Sigma} / n_{л},$$

где l_{Σ} — суммарная протяженность линий рассматриваемого класса напряжения в регионе площадью s ; $n_{пс}$ — то же, но количество подстанций; $n_{л}$ — то же, но количество линий.

На рис. 3.15—3.17 приведены зависимости $I_{к\max}$ в схеме с принудительно замкнутыми точками стационарного деления сетей (см. табл. 3.8) от их интегральных параметров (см. табл. 3.10). Как видно, между $I_{к\max}$ и плотностью сети существует прямая пропорциональная связь. Показательна так же зависимость $I_{к\max}$ от площади электроснабжения $s_{пс}$. При $s_{пс} > 400$ км² (радиус электроснабжения подстанции 11,3 км) начинается неуправляемый рост $I_{к\max}$, когда зависимость $I_{к\max} = f(s_{пс})$ идет параллельно оси ординат; при $s_{пс} \approx 2400$ км² (радиус 27,6 км) $I_{к\max}$ превышает 60 кА, т.е. наибольший номинальный ток отключения типовых выключателей. Столь явные функциональные связи позволяют планировать структуру и параметры сетей, включая схемы электрических соединений, на длительную перспективу.

Таблица 3.10. Интегральные характеристики электрических сетей рассматриваемой энергосистемы

Параметр	Значение параметра в сетях		
	110 кВ	220 кВ	500 кВ
σ_c , км/км ²	0,2177	0,1029	0,017
$s_{пс}$, км ²	111,1	839,3	7833,3
$l_{ср}$, км	12,2	28,3	61,5

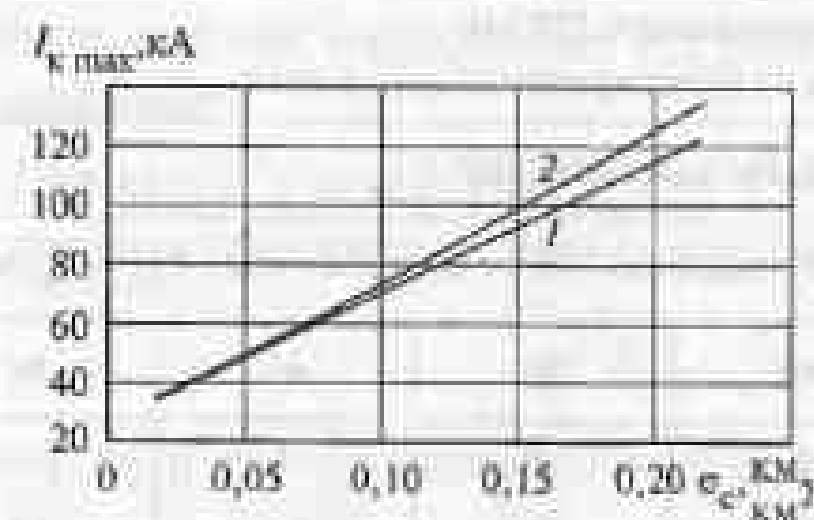


Рис. 3.15. Зависимость максимального тока КЗ от плотности сети:

$$1 - I_k^{(1)}; 2 - I_k^{(3)}$$

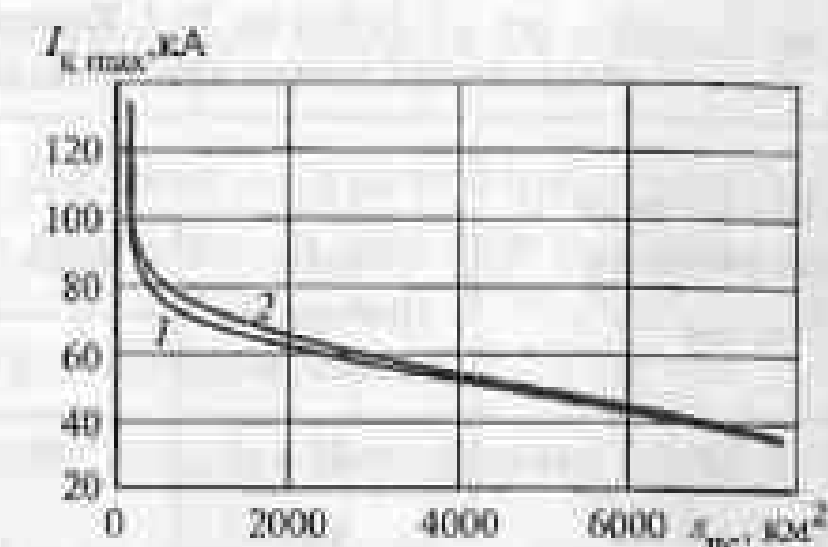
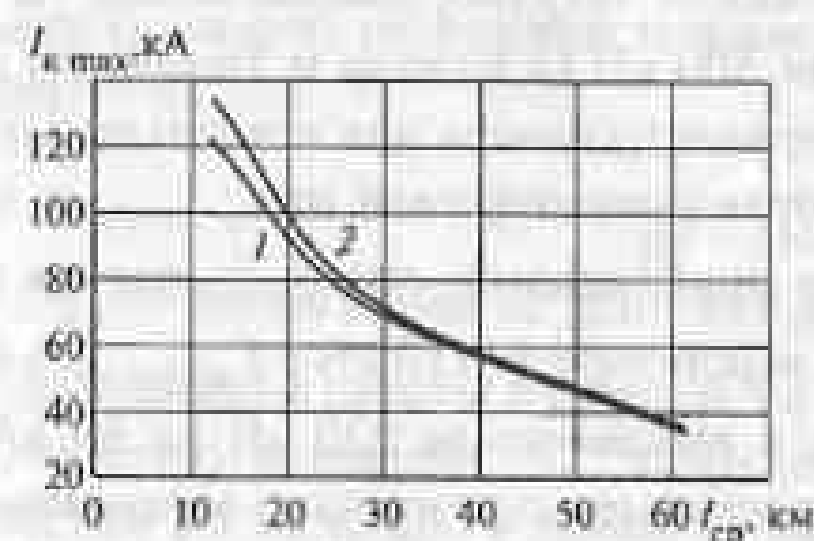


Рис. 3.16. Зависимость максимального тока КЗ от площади электроснабжения, приходящейся на одну подстанцию: обозначения см. на рис. 3.15

Рис. 3.17. Зависимость максимального тока КЗ от средней длины линии: обозначения см. на рис. 3.15

Ликвидация точек стационарного деления сетей 110—220 кВ и вызванное этим увеличение токов КЗ может привести к тому, что из 2520 установленных в энергосистеме выключателей 110 кВ потребуется замена (табл. 3.11) 832 (33%), а из 595 выключателей 220 кВ — замена (табл. 3.12) 216 из них (36%).

Таблица 3.11. Количество выключателей 110 кВ, подлежащих замене при ликвидации точек стационарного деления сетей

Установленные выключатели с $I_{откл.ном}$, кА	Количество выключателей									
	всего требующих замены, шт.	и том числе, требующих замены на выключатели с $I_{откл.ном}$, кА								
		20	31,5	40	50	63	80	100	125	160
До 20	12	4	8	—	—	—	—	—	—	—
20	171	—	74	24	6	15	8	25	19	—
31,5	333	—	—	53	41	21	25	117	56	20
40	310	—	—	—	42	91	51	93	33	—
50	6	—	—	—	—	—	4	2	—	—
Все выключатели	832	4	82	77	89	127	88	237	108	20

Таблица 3.12. Количество выключателей 220 кВ, подлежащих замене при ликвидации точек стационарного деления сети

Установленные выключатели с $I_{откл.ном}$, кА	Количество выключателей					
	всего требующих замены, шт.	в том числе, требующих замены на выключатели с $I_{откл.ном}$, кА				
		31,5	40	50	63	80
20	21	8	6	3	4	—
31,5	96	—	34	5	44	13
40	99	—	—	14	59	26
Все выключатели	216	8	40	22	107	39

Выключатели на $I_{откл.ном} = 80$ кА изготавливаются штучно, выключатели на ток 100 кА используются лишь на двух подстанциях 500 кВ (в Канаде и Таиланде) и до сих пор не освоены отечественным электроаппаратостроением для номинальных напряжений сети 110 кВ и выше. Поэтому стоимость выключателей на $I_{откл.ном} = 80—160$ кА оценивается приблизительно. В первом приближении она оказывается пропорциональной $(I_{откл.ном})^2$. При этом стоимость выключателя 110 кВ с $I_{откл.ном} = 80—160$ кА может достигнуть 100—400 тыс. долл, а выключателя 220 кВ на 80 кА — 275 тыс. долл. Дополнительные затраты на проектные, строительно-монтажные и пусконаладочные работы увеличат затраты еще примерно на 30%. Для сравнения, заводская цена турбогенератора 100 МВт без вспомогательных систем составляет около 1 млн долл.

При ликвидации в рассматриваемой энергосистеме точек стационарного деления сетей 110—220 кВ (см. табл. 3.6) по осторожным оценкам стоимость замены выключателей вследствие резкого возрастания уровней токов КЗ составит не менее 120 млн долл.

Стационарное деление электрической сети разукрупняет коммутационные узлы на непосредственно электрически не связанные части. Тот же принцип используется при схемных решениях, например в схеме «ответвления от проходящих линий», «заход—выход» и др. Как правило, схемные решения реализованы на двухтрансформаторных понижающих подстанциях для их врезки в двухцепный транзит. Очевидно, что токоограничивающий эффект здесь имеет локальный характер, т.е. только для рассматриваемого разукрупненного узла сети.

Отметив столь высокую эффективность стационарного деления сети (см. табл. 3.8), рассмотрим проблему ограничения токов однофазных КЗ. Методам их ограничения исторически уделяется пристальное внимание. Тенденция выдачи мощности электростанций в сети 220 кВ и выше, когда необходимо заземлять нейтрали блочных трансформаторов, а также использование автотрансформаторов, работающих с заземленными нейтралью, приводит к тому, что в сетях энергосистем нередко создаются условия, когда ток $I_k^{(1)} > I_k^{(3)}$. Это обстоятельство вынуждает проверять коммутационную способность выключателей по $I_k^{(1)}$ и утяжеляет условия их

работы, так как однофазные КЗ возникают значительно чаще (в 40 и более раз), чем трехфазные.

Для сетей с заземлением тем или иным способом нейтралей при пренебрежении активными составляющими сопротивлений и при условии, что $x_2 = x_1$ справедливо:

$$I_k^{(1)}/I_k^{(3)} = 3/(2 + \alpha); \alpha = x_0/x_1, \quad (3.47)$$

где x_1 , x_2 и x_0 — эквивалентные сопротивления схем соответственно прямой, обратной и нулевой последовательностей относительно точки КЗ. Если $\alpha < 1$, то $I_k^{(1)} > I_k^{(3)}$, а при $\alpha \rightarrow 0$ соответственно $I_k^{(1)} \rightarrow 1,5 I_k^{(3)}$.

При формировании электрической сети желательно, чтобы $I_k^{(1)}/I_k^{(3)} \leq 1$ ($\alpha \geq 1$). Параметр α зависит от режима заземления нейтралей и связан с коэффициентом заземления

$$K_3 = U_{ф.з}/U_{с.ном} = \sqrt{\alpha^2 + \alpha + 1}/(\alpha + 2),$$

где $U_{ф.з}$ — напряжение на неповрежденной фазе при однофазном КЗ в сети.

По условиям работы изоляции электроустановок сети 110 кВ и выше должны быть эффективно заземлены, т.е. заземлены так, чтобы напряжение на неповрежденных фазах при КЗ на землю в любой точке не превышало 80% линейного (1,4 фазного) номинального. Последнее определяется условиями работы установленных в сети так называемых 80%-ных разрядников и выполняется при $\alpha < 5$ при пренебрежении активными сопротивлениями элементов сети. По условиям работы выключателей желательно, чтобы ток однофазного КЗ на землю в любой точке сети не превышал тока трехфазного КЗ в той же точке, что обеспечивается при $\alpha \geq 1$. В целом, при выборе режима заземления сетей 110 кВ и выше, определяемого режимом заземления нейтралей силовых трансформаторов, необходимо выполнить условия:

$$I_k^{(1)}/I_k^{(3)} \leq 1 (\alpha \geq 1); \quad (3.48)$$

$$K_3 = U_{ф.з}/U_{с.ном} \leq 0,8 (\alpha < 5); \quad (3.49)$$

$$U_{ит} \leq U_{ит.доп}; \quad (3.50)$$

$$U_{ит.имп} \leq U_{ит.имп.доп}; \quad (3.51)$$

где $U_{ит.доп}$ и $U_{ит.имп.доп}$ — допустимые испытательное (одноминутное) напряжение промышленной частоты и импульсное напряжение на нейтрали при КЗ и иных переходных процессах в сети.

Наиболее просто ограничение токов КЗ на землю при соотношении $I_k^{(1)} > I_k^{(3)}$ достигается разземлением нейтралей части трансформаторов, если это допустимо для изоляции их нейтралей и не приводит при отключении КЗ к выделению неэффективно заземленных или незаземленных участков сети с неустраненным КЗ на землю. Ограничения токов КЗ также можно обеспечить включением в нейтрали реакторов или резисторов. Их предельно допустимые сопротивления определяются условиями (3.50) и (3.51).

По выражению (3.47) определено предельное соотношение $I_k^{(1)}/I_k^{(3)} = 1,5$. Оно свидетельствует о теоретически необходимой глубине ограничения токов однофазных КЗ. В реальных условиях это соотношение оказывается заметно меньше. На рис. 3.18 и 3.19 представлены распределение и интегральное распределение значений коэффициента α . Диапазоны его изменения $0,33 \leq \alpha \leq 2,99$ для сетей 110 кВ и $0,74 \leq \alpha \leq 2,21$ для сетей 220 кВ. Следовательно, условие (3.49) выполняется во всех узлах сети. В 24 и 12 % узлов при 110 и 220 кВ соответственно (рис. 3.19) не выполняется условие (3.48), т.е. $I_k^{(1)} > I_k^{(3)}$ ($\alpha < 1$).

Влияние α на соотношение токов $I_k^{(1)}$ и $I_k^{(3)}$ см. на рис. 3.20 и 3.21. Коэффициент $K_\alpha = [(I_k^{(3)} - I_k^{(1)})/I_k^{(3)}]100$ (рис. 3.20) отражает процентное соотношение токов $I_k^{(3)}$ и $I_k^{(1)}$: $-28,1 \leq K_\alpha \leq +38$ % (110 кВ) и $-9,5 \leq K_\alpha \leq +28,6$ % (220 кВ). Абсолютная разность $I_k^{(3)} - I_k^{(1)}$ (рис. 3.21) показывает, что в большей части узлов сети (94 % при 110 кВ и почти 100 % при 220 кВ) $I_k^{(3)} - I_k^{(1)} > -2$ кА ($-6,2 \leq I_k^{(3)} - I_k^{(1)} \leq +6,5$ кА при 110 кВ и $-2,6 \leq I_k^{(3)} - I_k^{(1)} \leq +7,4$ кА при 220 кВ).

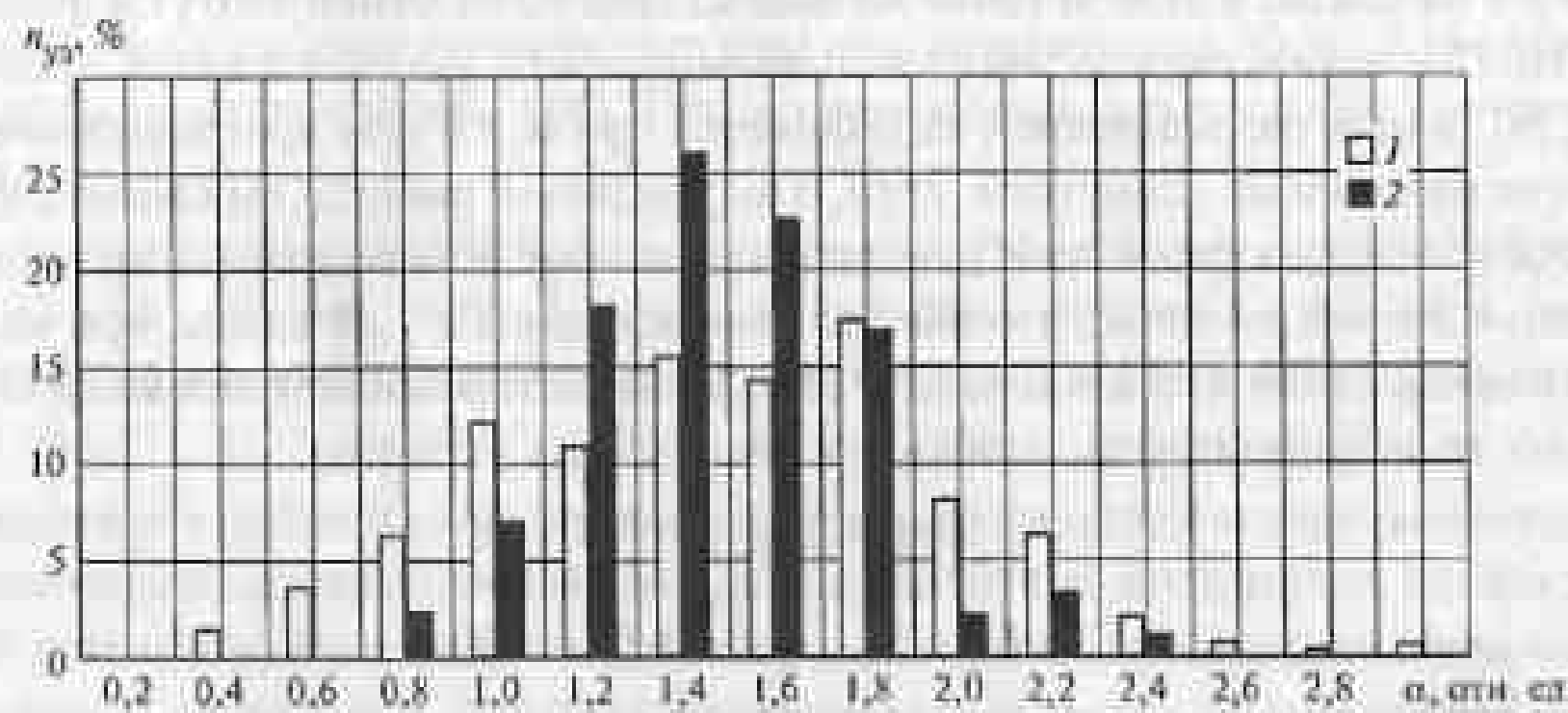


Рис. 3.18. Распределение коэффициента α :
1 — 110 кВ; 2 — 220 кВ

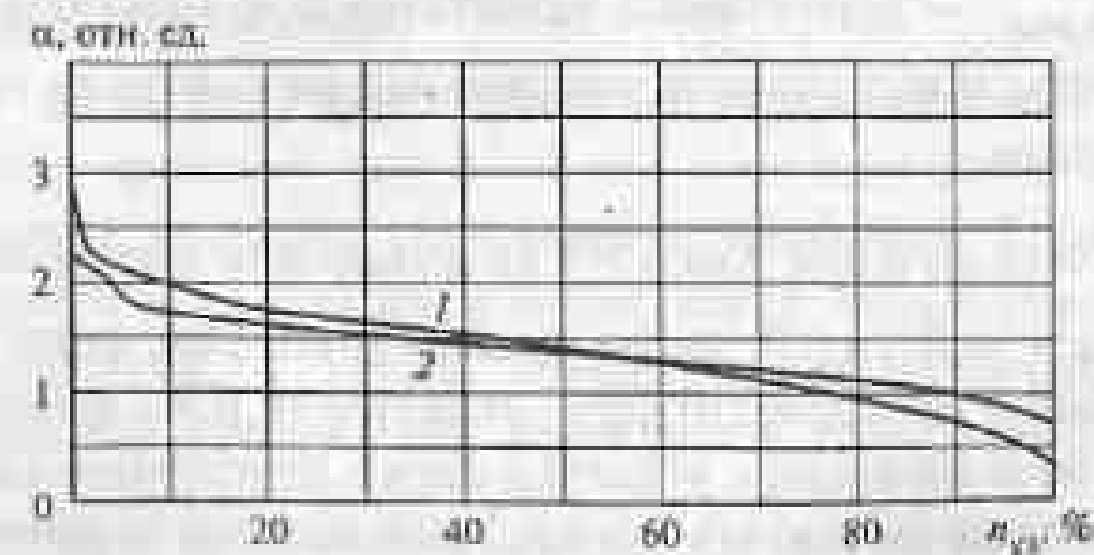


Рис. 3.19. Интегральное распределение коэффициента α :
обозначения см. на рис. 3.18

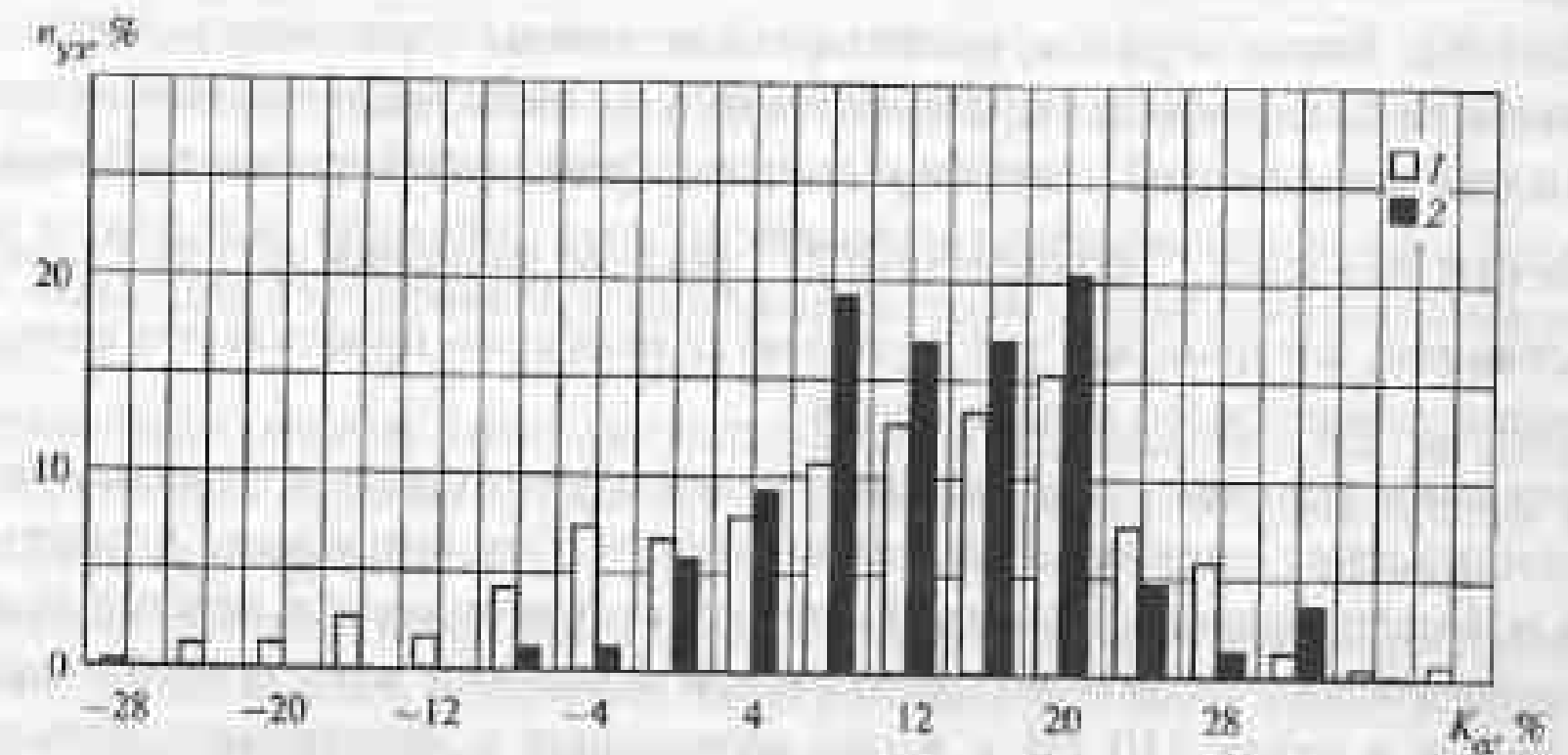


Рис. 3.20. Распределение коэффициента $K_\alpha = [(I_k^{(3)} - I_k^{(1)})/I_k^{(3)}]100$:
обозначения см. на рис. 3.18

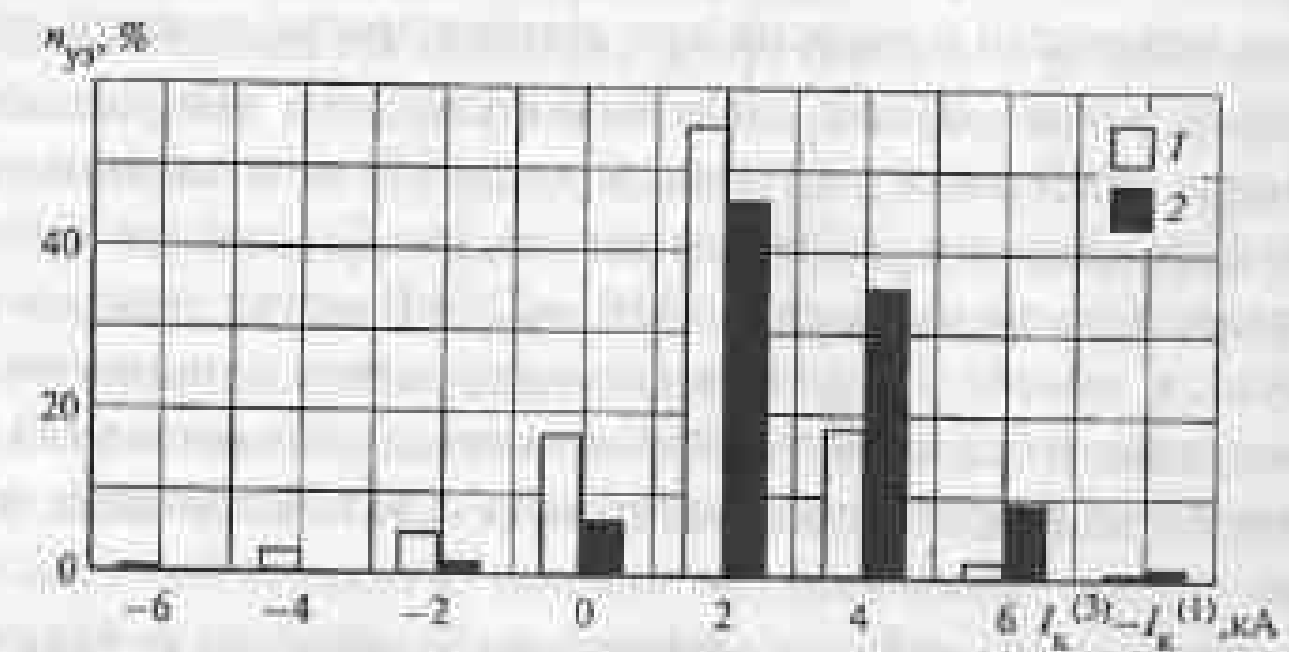


Рис. 3.21. Распределение $I_k^{(3)} - I_k^{(1)}$:
обозначения см. на рис. 3.18

Значение 2 кА составляет 10 % минимальной отключающей способности выключателей (99,9 % установленных в энергосистеме выключателей с номинальным током отключения 20 кА и более) и равно принятой 10 %-ной погрешности в расчетах токов КЗ при проверке коммутационного оборудования на отключающую способность, термическую и электродинамическую стойкость, а также для выбора уставок устройств РЗА. Следовательно, с позиций выбора номинальных параметров выключателей потенциальный эффект от ограничения токов однофазных КЗ до уровня трехфазных ($\alpha = 1$) сравним с погрешностью расчетов самих токов.

Это объясняется тем, что значение $I_k^{(1)}$ пропорционально $3/(x_1 + x_2 + x_0)$. Как правило, $x_1 \approx x_2$, поэтому заметное снижение x_0 нивелируется в итоговой сумме $x_1 + x_2 + x_0$. Так, в подавляющей части узлов сети 110—220 кВ (рис. 3.19) $x_0 > 0,8x_1$. При данном 20 %-ном снижении x_0 в сравнении со случаем $x_1 = x_0$, $I_k^{(1)}$ возрастет лишь на $(3/2,8)100 - 100 = 7$ %. Однако для нормального функционирования энергосистемы требуются многократно более высокие (см. табл. 3.8) кратности токоограничения при

любых видах КЗ. Таким образом, используемые методы ограничения токов однофазных КЗ являются локальными мероприятиями и не оказывают заметного влияния на структуру и параметры сетей в той мере, как это происходит при их стационарном делении. Заметим, что ток $I_k^{(1)}$ больше тока $I_k^{(3)}$ обычно на шинах крупных электростанций и подстанций, которым как раз и уделяется особенно пристальное внимание при выборе точек стационарного деления сети.

Отрицательное влияние стационарного деления сети состоит в нарушении естественного потокораспределения активной мощности. Это сопряжено с ростом потерь мощности и электроэнергии в сетях. Расчеты установившегося режима при стационарном делении показали, что потери активной мощности в расчетной схеме на максимум нагрузки в сетях 110 кВ и выше возрастают в абсолютном исчислении на 30 МВт или в 1,1 раза с учетом сетей смежных энергосистем. Следовательно, при незначительных межузловых расстояниях такая относительно невысокая степень отклонения от естественного потокораспределения заметно ослабляет отрицательное влияние фактора потерь мощности и энергии при стационарном делении сети.

Таким образом, условия работы электрооборудования вынуждают применять в энергосистемах меры стабилизации уровней токов КЗ в электрических сетях. Фактическое состояние крупных энергосистем таково, что без специальных мероприятий токи КЗ в значительной части узлов сетей 110—220 кВ могут превысить 100—130 кА при этом потребуются замена 1/3 установленного коммутационного оборудования. При этом проблематично из-за недостаточных капитальных вложений и возможности электропромышленности разработать и поставить в установленные сроки необходимое оборудование.

Объективно основным и наиболее эффективным методом ограничения токов КЗ является стационарное деление электрической сети. Этот метод в 20 % наиболее крупных коммутационных узлов позволило в энергосистеме ограничить токи КЗ в 1,9—4,4 раза и поддерживать их на уровне до 40 кА во всех узлах сети 110—220 кВ. Прочие методы ограничения, в первую очередь, касающиеся снижения токов однофазных КЗ, не позволяют в полной мере обеспечить их требуемую стабилизацию, поэтому эти методы следует рассматривать как второстепенные, локальные мероприятия.

Общая технико-экономическая эффективность стационарного деления сети может снижаться за счет некоторого роста потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях. Следует также учитывать изменение показателей надежности работы узлов энергосистем.

3.7. Общие методические положения обоснования и выбора схем

Рассмотренные в гл. 2 и 3 вопросы формирования схем электрических соединений позволяют сформулировать обобщенные методические положения их обоснования и выбора.

1. Для обоснования и выбора схем анализируются нормальный, ремонтные и послеаварийные режимы их работы.

В нормальном режиме все элементы схемы находятся в работе. В ремонтных один (или более при совмещении ремонтов) из элементов отключен для проведения планового ремонта. Послеаварийные режимы характеризуются отказами элементов.

Исходя из анализа нормального и ремонтных режимов, выбираются параметры элементов схем. Для уточнения значений параметров рассматриваются послеаварийные режимы.

2. В нормальном режиме схема должна обеспечивать выдачу всей (за вычетом расхода на собственные нужды) мощности электростанции в энергосистему и полное электроснабжение потребителей.

В ремонтных режимах допускается, при наличии технико-экономического обоснования, ограничение выдачи мощности электростанции в систему, но не допускается ограничение электроснабжения потребителей.

В послеаварийных режимах при расчетных отказах возможно, при наличии технико-экономического обоснования, ограничение и выдачи мощности электростанции в энергосистему, и электроснабжения потребителей.

3. Технико-экономическое обоснование допустимости в ремонтных режимах ограничения выдачи мощности электростанции в энергосистему — выбор оптимального способа резервирования элементов схемы: или увеличением их пропускной способности, в частном случае дублированием элементов, для ликвидации ограничения выдачи мощности, или созданием дополнительного ремонтного резерва генерирующей мощности для компенсации возникающих дефицитов.

Технико-экономическим обоснованием допустимости в послеаварийных режимах ограничения выдачи мощности электростанции в энергосистему и (или) электроснабжения потребителей является сопоставление экономических последствий отказов элементов схемы (ущерб потребителей, например) с затратами на увеличение их пропускной способности для ликвидации отмеченных последствий.

4. В качестве расчетных отказов при технико-экономических обоснованиях схем учету подлежат такие события, как единичный отказ элемента схемы (критерий $n - 1$) и отказ одного элемента во время планового простоя другого ($n - 2$).

Если не принимать во внимание экономические последствия ненадежности схем, то допускается учитывать более тяжелые расчетные отказы (например, отказ одновременно двух элементов схемы).

5. При расчетных отказах критерием допустимости значения одновременного сброса генерирующей мощности на электростанции является сохранение устойчивости параллельной работы энергосистем.

6. В течение расчетного периода, например года, ограничений на сезонное время проведения плановых ремонтов элементов схем [(авто)трансформаторы, коммутационная аппаратура, но не генерирующие агрегаты] желательно не накладывать. В противном случае издержки, связанные с обслуживанием соответствующего оборудования, должны быть увеличены на 20—30 %.

В заключение сведем воедино вопросы упрощения и ужесточения расчетных условий для оценки надежности схем электрических соединений:

- используется упрощенная модель отказа выключателя (см. § 2.7);
- считаются все отказы выключателей отказами типа «КЗ в обе стороны» (см. § 2.7);

— учитывается наибольшее значение параметра потока отказов, одинаковое для всех выключателей рассматриваемой схемы (см. § 2.7);

— принимается при расчетах ущерба от снижения частоты, что дефицит в энергосистеме равен мощности, отключенной вследствие ненадежности схемы, за вычетом той мощности, которую можно получить, увеличив нагрузку агрегатов рассматриваемой электростанции до располагаемой мощности (см. § 2.9, 3.5);

— обеспечивается пропускной способностью элементов схем в продолжительных режимах выдача всей свободной генерирующей мощности не только в дневные и вечерние, но так же и в ночные часы (см. § 3.1);

— поддерживается в ремонтных режимах в полном объеме не только электроснабжение потребителей, но и выдача всей располагаемой мощности электростанции в энергосистему (см. § 3.5).

Глава четвертая ОБОСНОВАНИЕ И ВЫБОР СТРУКТУРНЫХ СХЕМ

4.1. Структурные схемы подстанций

Подстанции размещаются вблизи центра нагрузок. Как правило, на них устанавливается два (авто)трансформатора. Это связано с категорией электроприемников.

Действующие ПУЭ устанавливают три категории потребителей:

I категория — электроприемники, перерыв 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. В составе I категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства в целях предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров. Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допускается лишь на время автоматического восстановления питания. Для электроснабжения особой группы электроприемников I категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника, например, агрегата бесперебойного питания, аккумуляторных батарей и др.;

II категория — электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Электроприемники II категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. При нарушении электроснабжения от одного из них допустимы перерывы электроснабжения не более чем на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады;

III категория — остальные электроприемники, не подпадающие под определения I и II категорий. Для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы в системе электроснабжения, необходимые для ремонта или замены ее элементов, не превышают 1 сут.

Большей частью к подстанциям подключены потребители всех трех категорий, а питание от системы подводится со стороны повышенного напряжения. Именно поэтому на подстанциях предусматриваются два (авто)трансформатора.

На рис. 4.1 изображены характерные структурные схемы подстанций [количество (авто)трансформаторов и отходящих линий показано условно].

Ниже приведены статистические данные по подстанциям 110—750 кВ, эксплуатируемые в энергосистемах нашей страны.

Подстанции 500 кВ. На них приняты следующие ступени трансформации: 500/220 (65%), 500/110 (10%) и 500/220/110 кВ (25%). На 60% подстанций установлено два автотрансформатора; 14% подстанций находилось на начальном этапе развития (один автотрансформатор), при этом для

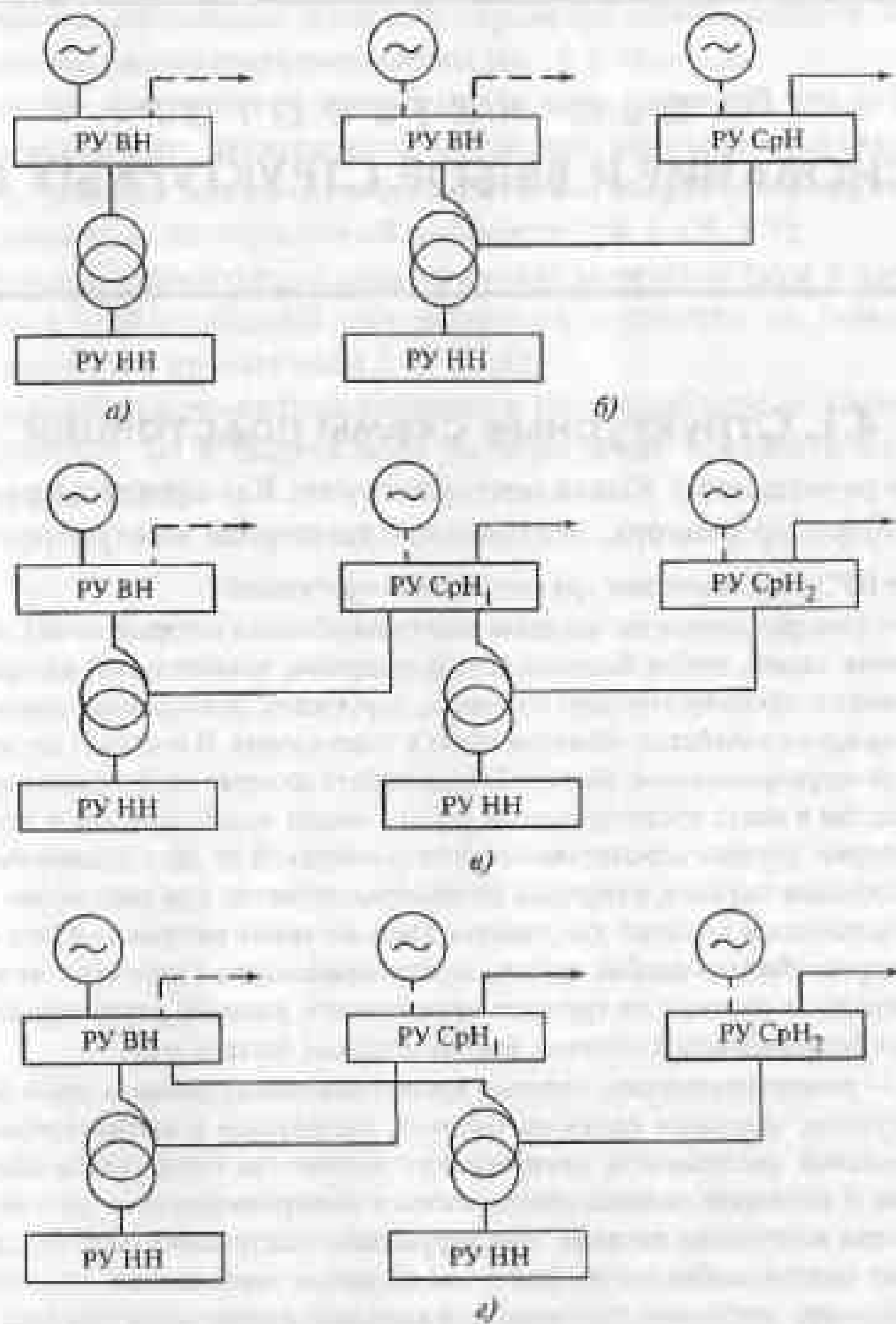


Рис. 4.1. Структурные схемы подстанций:

а — схема с одним РУ повышенного напряжения РУ ВН; б — схема с двумя РУ повышенного напряжения РУ ВН и РУ СрН (СрН — РУ среднего напряжения); в, г — схемы с тремя РУ повышенного напряжения; РУ НН — РУ низшего напряжения

повышения надежности использована группа из трех однофазных автотрансформаторов с резервной фазой. На оставшихся 26 % подстанций стоит три-четыре автотрансформатора, что является следствием роста нагрузки подстанций при эксплуатации. Лишь 5,5 % подстанций подключены к сети по одной линии, 44,5 % — по двум, 22,2 % — по трем, 20,8 % — по четырем и 7 % — по пяти-шести линиям.

Подстанции 330 кВ: 330/110 (88 %) и 330/220/110 кВ (12 %). Не приняты во внимание подстанции для стыка сетей с различными системами номинальных напряжений. В 60 % случаев установлено два, в 25 % — три, в 9 % — четыре-шесть автотрансформаторов; 6 % подстанций находились на этапе развития (один автотрансформатор). Только 3 % подстанций подключено к сети по одной линии, 47 % — по двум, 31 % — по трем и 19 % — по четырем-шести.

Подстанции 220 кВ: 220/110 (90 %), 220/6—10 кВ и в ряде случаев 220/35 кВ (10 %). Не учтены подстанции, служащие для электроснабжения компрессорных станций газопроводов и тяговые под-

станции. На 88 % подстанций два (авто)трансформатора 220 кВ и две отходящие линии 220 кВ. Оставшуюся часть составляют мощные трех-четырёхтрансформаторные подстанции.

Подстанции 110 кВ. Выборочный анализ подстанций 110/6—35 кВ обширного региона показал, что на них, как правило, по два трансформатора и две линии 110 кВ. В 89 % случаев подстанции двух-, в 7 % — трех- и в 4 % — четырёхтрансформаторные.

Количество подстанций 750 кВ невелико. Из 11 подстанций шесть с трансформацией 750/330 кВ, прочие — 750/500, 750/500/330/110, 750/500/220 и 750/220. Среди них три с одним, шесть с двумя и две с тремя автотрансформаторами. По одной, двум и трем линиям 750 кВ соответственно подключены к сети две, четыре и пять подстанций.

Выбор мощности трансформаторов ведется с учетом характера графиков нагрузки и допустимых по ГОСТ 14209-97 (IEC 354-91) систематических и аварийных перегрузок. Первые могут иметь место систематически при неравномерном суточном графике нагрузки трансформатора, вторые — при аварийной ситуации, когда требуется сохранить электропитание потребителей, несмотря на перегрузку трансформатора.

Допустимая систематическая перегрузка (в ГОСТ 14209-97 иной термин — «нагрузка») определяется балансом старения изоляции трансформатора, т.е. циклы со скоростью относительного износа изоляции больше и меньше единицы компенсируются. Он зависит от постоянной времени и системы охлаждения трансформатора, а так же длительности перегрузки и эквивалентной температуры охлаждающей среды. Аварийные перегрузки могут быть: продолжительными и кратковременными. Первые имеют длительность, сравнимую с тепловой постоянной времени трансформатора. Кратковременная аварийная перегрузка составляет примерно 30 мин. Она меньше постоянной времени трансформатора и зависит от достигнутой до перегрузки температуры. Основные параметры, определяющие допустимые перегрузки трансформаторов, приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1. Предельные значения параметров для трансформаторов

Параметр	Трансформаторы мощностью, МВ · А		
	до 2,5	от 2,5 до 100	свыше 100
При систематических перегрузках:			
ток, отн. ед.	1,5	1,5	1,3
температура наиболее нагретой точки, °С	140	140	120
температура масла в верхних слоях, °С	105	105	105
При продолжительных аварийных перегрузках:			
ток, отн. ед.	1,8	1,5	1,3
температура наиболее нагретой точки, °С	150	140	130
температура масла в верхних слоях, °С	115	115	115
При кратковременных аварийных перегрузках:			
ток, отн. ед.	2,0	1,8	1,5
температура наиболее нагретой точки, °С	*	160	160
температура масла в верхних слоях, °С	*	115	115

* Не нормированы

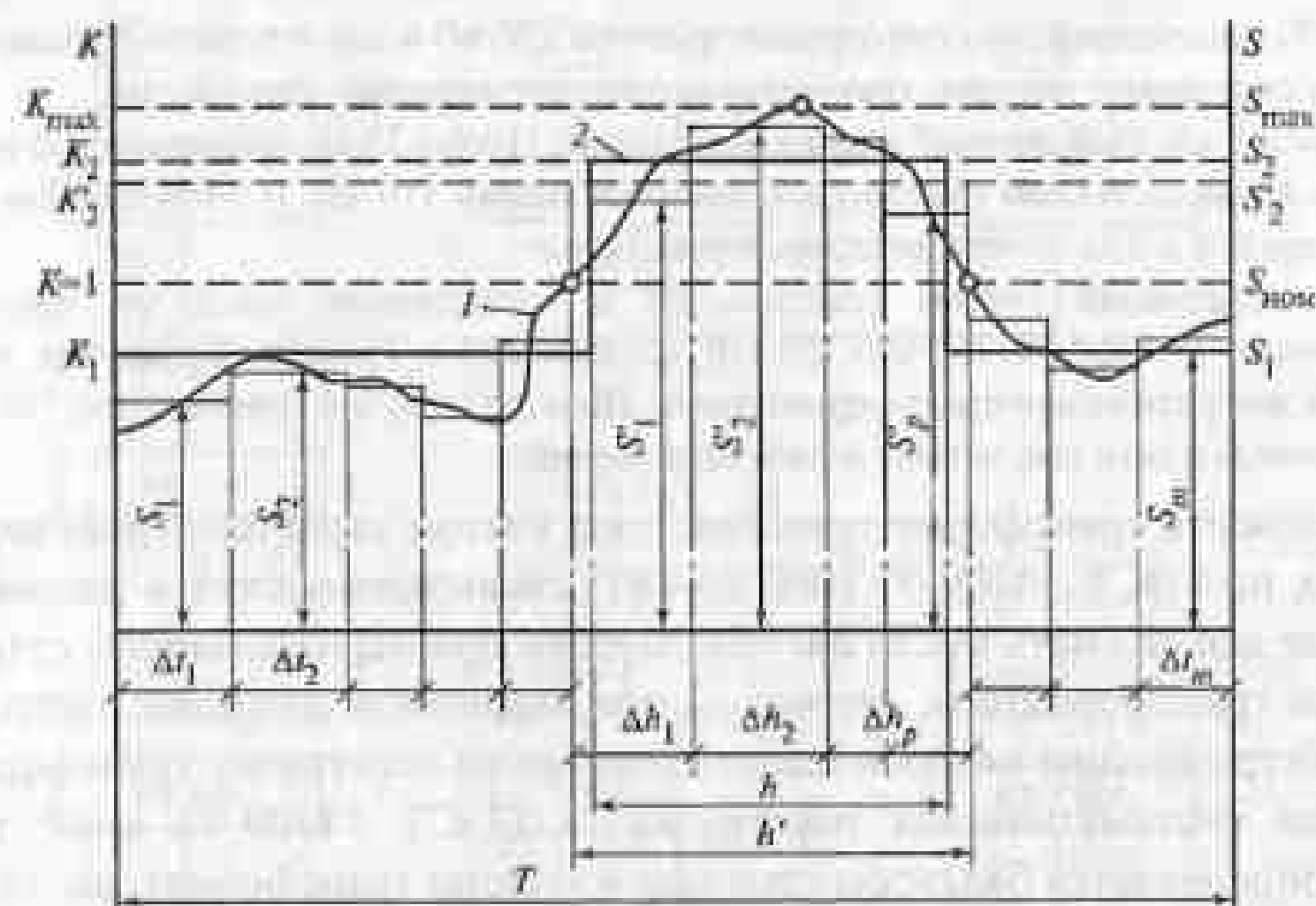


Рис. 4.2. Преобразование исходного графика нагрузки трансформатора в эквивалентный двухступенчатый график:
1 — исходный график; 2 — двухступенчатый график нагрузки

Для определения нагрузочной способности трансформатора его реальной суточный ($T = 24$ ч) график нагрузки преобразуется в эквивалентный двухступенчатый. Методика преобразования следующая.

1. На исходном суточном графике нагрузки (рис. 4.2) проводится линия номинальной мощности трансформатора $S_{ном}$, она же линия относительной номинальной нагрузки $K = 1$.
2. В точках пересечения линии $K = 1$ с кривой графика нагрузки выделяется участок перегрузки продолжительностью h' .
3. Оставшаяся часть графика с меньшей нагрузкой разбивается на m интервалов Δt , исходя из возможности проведения в каждом из них линии средней нагрузки, т.е. так, чтобы площади участков над и под средней линией были примерно равными, а затем определяются значения нагрузки средних линий S_1', S_2', \dots, S_m' .
4. Рассчитывается начальная нагрузка K_1 эквивалентного графика

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{S_1'^2 \Delta t_1 + S_2'^2 \Delta t_2 + \dots + S_m'^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}} \quad (4.1)$$

5. Участок перегрузки h' на исходном графике нагрузки делится на p интервалов Δh , исходя из возможности проведения линии средней нагрузки на каждом интервале, а затем определяются значения S_1', S_2', \dots, S_p' .

6. Рассчитывается предварительное превышение перегрузки эквивалентного графика

$$K_2' = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{(S_1')^2 \Delta h_1 + (S_2')^2 \Delta h_2 + \dots + (S_p')^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}} \quad (4.2)$$

7. Сравнивается значение K_2' с K_{max} исходного графика нагрузки. Если $K_2' \geq 0,9K_{max}$, то $K_2 = K_2'$. При $K_2' < 0,9K_{max}$ в расчет вводится $K_2 = 0,9K_{max}$, а продолжительность перегрузки h эквивалентного графика нагрузки пересчитывается по формуле

$$h = \frac{(K_2')^2 h'}{(0,9K_{max})^2} \quad (4.3)$$

8. Если исходный суточный график нагрузки трансформатора содержит два близких по значению максимума различной продолжительности, значения h и K_2 определяются по максимуму большей продолжительности, а значение K_1 — как среднее квадратическое значение остальной нагрузки. Наконец, если график нагрузки содержит несколько последовательных близких максимумов, значения K_2 и h определяются из охвата всех максимумов, а K_1 — как среднее квадратическое значение оставшейся нагрузки.

Для трансформаторов наружной установки с воздушным охлаждением за температуру охлаждающей среды принимается действительная температура воздуха, а для трансформаторов с водяным охлаждением — температура воды на входе в теплообменник, которая по времени изменяется меньше, чем температура воздуха. Значения эквивалентной температуры воздуха θ по географическим районам даны в ГОСТ 14209-97 (см. табл. 1.37 в [2.3]). Так, в московском регионе эквивалентные годовая, зимняя и летняя температуры равны соответственно 10,1; -8,2 и 18 °С.

Выбранная мощность трансформатора должна быть такова, чтобы реальное по графику нагрузки значение $K_2 \geq K_{2доп}$, где $K_{2доп}$ — допустимая перегрузка. В качестве примера в табл. 4.2—4.5 применительно к упомянутому региону приведены допустимые систематические, а в табл. 4.6 — аварийные перегрузки трансформаторов в зимний ($\theta = -10$ °С — числитель) и летний периоды ($\theta = 20$ °С — знаменатель).

Таблица 4.2. Допустимые систематические перегрузки трансформаторов мощностью до 2,5 МВ · А с системой охлаждения типа М (масляная естественная)

$h, \text{ч}$	Значения $K_{2доп}$ при $K_1 = 0,25-1,20$							
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20
0,5	1,50/1,50	1,50/1,50	1,50/1,50	1,50/1,50	1,50/1,50	1,50/1,00	1,50/—	1,50/—
1,0	1,50/1,50	1,50/1,50	1,50/1,50	1,50/1,50	1,50/1,50	1,50/1,00	1,50/—	1,50/—
2,0	1,50/1,50	1,50/1,50	1,50/1,49	1,50/1,43	1,50/1,34	1,50/1,00	1,50/—	1,50/—
4,0	1,50/1,37	1,50/1,34	1,50/1,29	1,50/1,25	1,50/1,19	1,50/1,00	1,47/—	1,39/—
8,0	1,44/1,18	1,43/1,17	1,42/1,15	1,41/1,13	1,40/1,10	1,38/1,00	1,36/—	1,32/—
24,0	1,25/1,00	1,25/1,00	1,25/1,00	1,25/1,00	1,25/1,00	1,25/1,00	1,25/—	1,25/—

Таблица 4.3. Допустимые систематические перегрузки трансформаторов мощностью свыше 2,5 МВ · А с системой охлаждения типа М

$h, \text{ч}$	Значения $K_{2доп}$ при $K_1 = 0,25-1,20$							
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20
0,5	1,50/1,50	1,50/1,50	1,50/1,50	1,50/1,50	1,50/1,50	1,50/1,00	1,50/—	1,50/—
1,0	1,50/1,50	1,50/1,50	1,50/1,50	1,50/1,50	1,50/1,48	1,50/1,00	1,50/—	1,50/—
2,0	1,50/1,50	1,50/1,50	1,50/1,45	1,50/1,40	1,50/1,31	1,50/1,00	1,50/—	1,39/—
4,0	1,50/1,34	1,50/1,31	1,50/1,27	1,50/1,23	1,49/1,18	1,46/1,00	1,42/—	1,31/—
8,0	1,40/1,17	1,39/1,16	1,38/1,14	1,37/1,12	1,36/1,09	1,34/1,00	1,32/—	1,27/—
24,0	1,23/1,00	1,23/1,00	1,23/1,00	1,23/1,00	1,23/1,00	1,23/1,00	1,23/—	1,23/—

Таблица 4.4. Допустимые систематические перегрузки трансформаторов мощностью свыше 2,5 МВ·А с системой охлаждения типа Д (масляная с дутьем и естественной циркуляцией масла)

h, ч	Значения $K_{2доп}$ при $K_1 = 0,25—1,20$							
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20
0,5	1,50/1,50	1,50/1,50	1,50/1,50	1,50/1,47	1,50/1,40	1,50/1,00	1,50/—	1,41/—
1,0	1,50/1,46	1,50/1,43	1,50/1,39	1,50/1,35	1,50/1,30	1,50/1,00	1,50/—	1,35/—
2,0	1,50/1,31	1,50/1,29	1,49/1,26	1,48/1,24	1,46/1,20	1,44/1,00	1,41/—	1,30/—
4,0	1,39/1,19	1,39/1,18	1,38/1,16	1,37/1,15	1,37/1,13	1,35/1,00	1,34/—	1,26/—
8,0	1,31/1,10	1,31/1,10	1,30/1,09	1,30/1,08	1,30/1,07	1,29/1,00	1,28/—	1,24/—
24,0	1,21/1,00	1,21/1,00	1,21/1,00	1,21/1,00	1,21/1,00	1,21/1,00	1,21/—	1,21/—

Таблица 4.5. Допустимые систематические перегрузки трансформаторов мощностью свыше 2,5 МВ·А с системами охлаждения типа ДЦ (масляная с дутьем и принудительной циркуляцией масла) и Ц (масляно-водяная с принудительной циркуляцией масла)

h, ч	Значения $K_{2доп}$ при $K_1 = 0,25—1,10$						
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10
0,5	1,50/1,50	1,50/1,49	1,50/1,44	1,50/1,40	1,50/1,34	1,50/1,00	1,46/—
1,0	1,50/1,41	1,50/1,38	1,50/1,33	1,50/1,30	1,47/1,26	1,44/1,00	1,38/—
2,0	1,43/1,27	1,42/1,25	1,40/1,22	1,38/1,20	1,37/1,17	1,35/1,00	1,31/—
4,0	1,32/1,16	1,31/1,15	1,30/1,14	1,30/1,13	1,29/1,11	1,28/1,00	1,26/—
8,0	1,24/1,08	1,24/1,08	1,24/1,07	1,24/1,07	1,23/1,06	1,23/1,00	1,22/—
24,0	1,17/1,00	1,17/1,00	1,17/1,00	1,17/1,00	1,17/1,00	1,17/1,00	1,17/—

Таблица 4.6. Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов

h, ч	Значения $K_{2доп}$ для трансформаторов с системой охлаждения							
	без учета значения K_1				при $K_1 \leq 0,8$			
	М (до 2,5 МВ·А)	М (свыше 2,5 МВ·А)	Д	ДЦ и Ц	М (до 2,5 МВ·А)	М (свыше 2,5 МВ·А)	Д	ДЦ и Ц
0,5	1,7/1,5	1,6/1,3	1,5/1,3	1,4/1,2	2,0/2,0	2,0/1,8	1,7/1,5	1,6/1,4
1,0	1,7/1,4	1,5/1,3	1,5/1,3	1,4/1,2	2,0/1,8	1,9/1,6	1,6/1,4	1,5/1,3
2,0	1,7/1,4	1,5/1,3	1,5/1,3	1,3/1,2	1,9/1,7	1,8/1,5	1,5/1,3	1,4/1,2
4,0	1,6/1,4	1,5/1,3	1,4/1,2	1,3/1,2	1,7/1,5	1,6/1,3	1,5/1,3	1,3/1,2
8,0	1,6/1,4	1,5/1,3	1,4/1,2	1,3/1,2	1,6/1,4	1,5/1,3	1,4/1,3	1,3/1,2
24,0	1,6/1,4	1,5/1,3	1,4/1,2	1,3/1,2	1,5/1,4	1,5/1,3	1,4/1,3	1,3/1,2

Рекомендуется применять трехфазные (авто)трансформаторы. И только в случае невозможности изготовления их необходимой мощности или транспортных ограничениях допускается устанавливать группы из двух трехфазных или трех однофазных (авто)трансформаторов.

Условия обоснования и выбора трансформаторов и автотрансформаторов схожи. Однако для автотрансформаторов имеются некоторые особенности.

Если в трансформаторе первичная и вторичная обмотки имеют только магнитную связь (рис. 4.3, а), то в автотрансформаторе между обмотками высшего и среднего напряжения есть и электрическая связь, что определяет другое токораспределение (рис. 4.3, б). Автотрансформатор в каждой фазе имеет три обмотки: обмотка OA (высшего напряжения), состоящая в свою очередь из общей обмотки OC (среднего напряжения) и последовательной обмотки AC . В трехфазном автотрансформаторе последовательная и общая обмотки соединяются по схеме звезды с глухозаземленной нейтралью. Третья обмотка (нижнего напряжения), т.е. третичная, соединена треугольником для замыкания в ней токов третьей гармоники и имеет электромагнитную связь с обмоткой OA .

Для автотрансформаторов различают коэффициент трансформации k_T и коэффициент типовой мощности $k_{тип}$, называемый еще коэффициентом выгоды $k_{выг}$:

$$k_T = U_{В ном} / U_{С ном}$$

$$k_{тип} = k_{выг} = (U_{В ном} - U_{С ном}) / U_{В ном} = 1 - 1/k_T = S_{тип} / S_{ном}$$
(4.4)

где $U_{В ном}$ — номинальное напряжение обмотки высшего напряжения; $U_{С ном}$ — то же, но среднего напряжения; $S_{тип}$ и $S_{ном}$ — соответственно типовая и номинальная мощность автотрансформатора.

Типовая (трансформаторная) мощность характеризует способность автотрансформатора передавать мощность магнитным путем. Она определяет габариты и стоимость автотрансформатора. Мощность, которую автотрансформатор может принять из сети высшего напряжения или передать в эту сеть, называется проходной мощностью. Под номинальной мощностью автотрансформатора понимается проходная мощность при номинальных условиях его работы.

Обоснование и выбор количества и мощности (авто)трансформаторов на подстанции могут выполняться по упрощенной или уточненной методике.

Упрощенная методика обоснования и выбора количества и мощности (авто)трансформаторов. В ее основе лежит допущение, что не только в нормальном режиме и при плановом ремонте одного из (авто)трансформаторов, но и при отказе одного из них электроснабжение потребителей не должно ограничиваться.

1. Задаются исходные данные подстанции: район сооружения; количество РУ различного напряжения; графики нагрузки для зимнего и летнего периодов; мощность синхронных компенсаторов или батарей статических конденсаторов, подключаемых к третичным обмоткам (авто)трансформаторов.



Рис. 4.3. Схема соединений обмоток двух-обмоточного трансформатора (а) и трех-обмоточного автотрансформатора (б)

2. Выбирается тип трансформаторного оборудования, подлежащего установке: при напряжении 110/6—10, 220/6—10 и 330/6—10 кВ — двухобмоточные трансформаторы; 110/35/6—10 и 220/35/6—10 кВ — то же, но трехобмоточные; 220/110/6—35, 330/110/6—35, 330/220/6—35 кВ или при наличии РУ 500 кВ и выше — трехобмоточные автотрансформаторы.

3. Принимается количество (авто)трансформаторов $n_T = 2$.

4. Строятся для нормального режима графики нагрузки на стороне высшего, среднего и низшего напряжения трехобмоточных (авто)трансформаторов с учетом источников реактивной мощности, подключаемых к третичным обмоткам. Для автотрансформаторов, кроме того, рассчитываются [4.1] графики нагрузки общей обмотки, если передаваемые потоки мощности суммируются на стороне среднего напряжения. При подключении к третичной обмотке автотрансформатора источника реактивной мощности, графики нагрузки общей обмотки строятся при любом сочетании направлений потоков мощности.

Если потоки мощности суммируются на стороне среднего напряжения автотрансформатора, то полная мощность общей обмотки определяется

$$S_{\text{общ}} = \sqrt{(k_{\text{тип}} P_B + P_H)^2 + (k_{\text{тип}} Q_B + Q_H)^2}, \quad (4.5)$$

а при прочих направлениях потоков

$$S_{\text{общ}} = \sqrt{(k_{\text{тип}} P_C - U_{C \text{ ном}} P_H / U_{B \text{ ном}})^2 + (k_{\text{тип}} Q_C - U_{C \text{ ном}} Q_H / U_{B \text{ ном}})^2}, \quad (4.6)$$

где P_B , P_C и P_H — соответственно активная мощность на стороне высшего, среднего и низшего напряжения; Q_B , Q_C и Q_H — то же, но реактивная мощность.

При относительно небольшой (до 10—15 %) разнице в коэффициентах мощности на выводах автотрансформатора, выражения (4.5) и (4.6) преобразуются соответственно к виду:

$$S_{\text{общ}} = k_{\text{тип}} S_B + S_H; \quad (4.7)$$

$$S_{\text{общ}} = k_{\text{тип}} S_C - U_{C \text{ ном}} S_H / U_{B \text{ ном}}, \quad (4.8)$$

где S_B , S_C и S_H — полные мощности на стороне высшего, среднего и низшего напряжения.

5. Намечается предварительное значение номинальной мощности (авто)трансформатора из условия $S_{\text{ном}} \geq S_{\text{нб}}/2$, где $S_{\text{нб}}$ — наибольшая нагрузка подстанции при использовании двухобмоточных трансформаторов или результирующая мощность наиболее нагруженных обмоток трехобмоточных (авто)трансформаторов. Когда наиболее нагруженной оказывается общая обмотка (см. п. 4), то $S_{\text{нб}} = n_T S_{\text{общ}} / k_{\text{тип}}$. По значению $S_{\text{ном}}$ выбирается тип (авто)трансформаторов, которые должны быть оснащены устройствами РПН.

Если при минимальном значении $S_{\text{ном}}$ оказывается, что $S_{\text{ном}} \geq S_{\text{нб}}$, то выбор количества и мощности (авто)трансформаторов на подстанции считается законченным.

6. Анализируется нормальный режим, в котором оба трансформатора включены. В нем должно (см. § 3.7, п. 2) полностью обеспечиваться электроснабжение потребителей с учетом допустимой систематической перегрузки (авто)трансформаторов. В про-

тивном случае $S_{\text{ном}}$ увеличивается на одну ступень мощности до тех пор, пока данный критерий не будет выдержан.

Если двух (авто)трансформаторов с наибольшей $S_{\text{ном}}$ (из имеющихся для данного класса напряжения значения) недостаточно, то следует идти на увеличение их количества на единицу. Предварительное значение $S_{\text{ном}}$ здесь принимается, исходя из соотношения $S_{\text{ном}} \approx S_{\text{нб}}/n_T$, и анализ нормального режима повторяется.

7. Рассматриваются ремонтные режимы, когда один из (авто)трансформаторов отключен для проведения планового ремонта в период зимнего и летнего графиков нагрузки.

В ремонтных режимах (см. § 3.7, п. 2) должно полностью обеспечиваться электроснабжение потребителей с учетом допустимой систематической перегрузки (авто)трансформаторов. При выполнении данного положения выбор количества и мощности (авто)трансформаторов на подстанции считается законченным.

Возможно, что в одном из ремонтных режимов обеспечивается полное электроснабжение потребителей, а в другом нет. Тогда вводится ограничение на сезонное время их проведения, т.е. ремонты следует планировать в те периоды, когда исключено ограничение электроснабжения потребителей.

Может оказаться, что ни в одном из упомянутых режимов не обеспечивается полное электроснабжение потребителей. В этом случае $S_{\text{ном}}$ увеличивается на одну ступень до выполнения требуемого положения. Если двух (авто)трансформаторов с наибольшей $S_{\text{ном}}$ (из имеющихся для данного класса напряжения значения) недостаточно, то следует идти на увеличение их количества на единицу. Предварительное значение $S_{\text{ном}}$ здесь принимается, исходя из соотношения $S_{\text{ном}} \approx S_{\text{нб}}/n_T$, и анализ нормального (см. п. 6) и ремонтных режимов повторяется.

8. Анализу подвергаются послеаварийные режимы, связанные с отказом одного из (авто)трансформаторов во время зимнего и летнего графиков нагрузки.

В рассматриваемых режимах должно полностью обеспечиваться электроснабжение потребителей с учетом допустимой аварийной перегрузки (авто)трансформаторов. При выдерживании данного положения выбор количества и мощности (авто)трансформаторов на подстанции считается законченным. В противном случае $S_{\text{ном}}$ увеличивается на одну ступень до его выполнения. Если двух (авто)трансформаторов с наибольшей $S_{\text{ном}}$ (из имеющихся для данного класса напряжения) недостаточно, то следует идти на увеличение их количества на единицу. Предварительное значение $S_{\text{ном}}$ здесь принимается, исходя из соотношения $S_{\text{ном}} \approx S_{\text{нб}}/n_T$, и анализ нормального (п. 6), ремонтных (п. 7) и послеаварийных режимов повторяется.

Пример 4.1. Выполнить обоснование и выбор количества и мощности трансформаторов на подстанции по упрощенной методике (последовательность и нумерация пунктов в примере и методике идентичны).

1. Требуется выбрать число и мощность трансформаторов на понижающей подстанции 110/10 кВ. Район сооружения — центр европейской части страны, московский регион. Суточные графики нагрузки потребителей подстанции даны на рис. 4.4; значения $S_i = P_i / \cos \varphi = P_i / 0,92$, где P_i — активная нагрузка в i -й час, $\cos \varphi$ — коэффициент мощности.

2. При напряжении 110/10 кВ установке подлежат двухобмоточные трансформаторы.

3. Принимается количество трансформаторов $n_T = 2$.

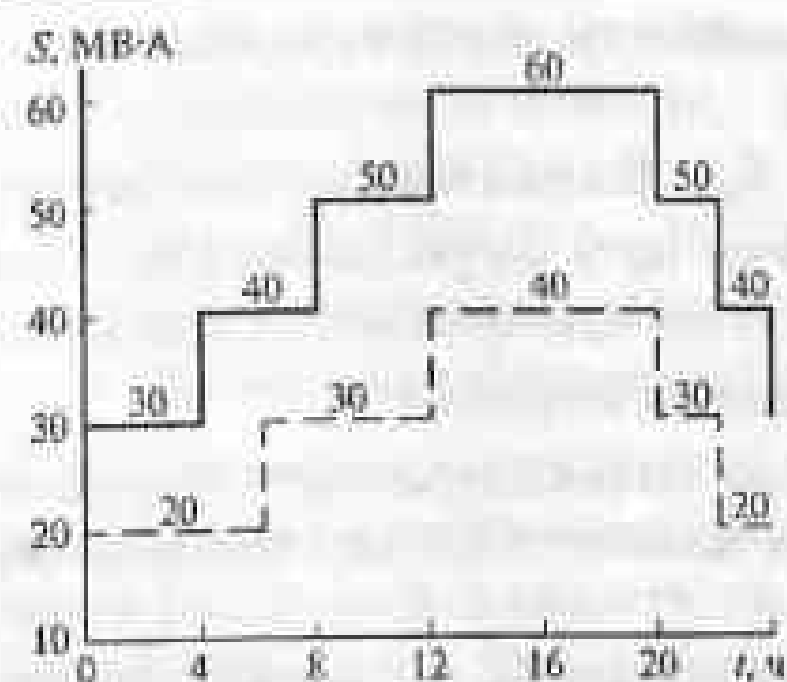


Рис. 4.4. Графики нагрузки подстанции

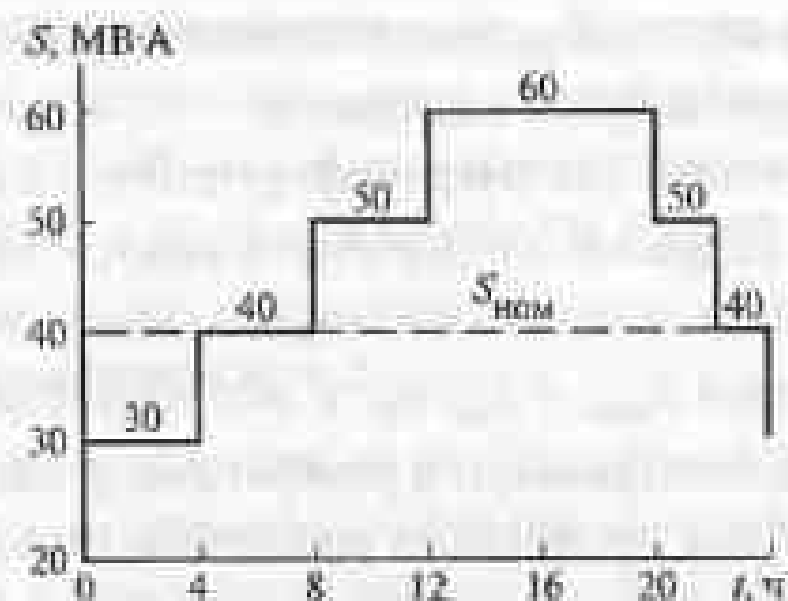


Рис. 4.5. Нагрузка одного трансформатора во время планового простоя другого в зимний период

4. В данном случае п. 4 методики не выполняется.

5. Намечается номинальная мощность трансформатора $S_{ном} \geq S_{нб}/2 = 60/2 = 30$ МВ·А. Этому соответствует трансформатор ТРДН-40 000/110 мощностью $S_{ном} = 40$ МВ·А и системой охлаждения типа Д.

6. Анализируется нормальный режим, когда оба трансформатора включены. Их результирующая пропускная способность $2S_{ном} = 2 \cdot 40 = 80$ МВ·А превышает наибольшую продолжительную нагрузку $S_{нб}$ потребителей в период и зимнего, и летнего графиков нагрузки (см. рис. 4.4). Таким образом, в рассматриваемом режиме трансформаторы обеспечивают полное электроснабжение потребителей без перегрузки.

7. Рассматривается ремонтный режим, связанный с плановым отключением одного из трансформаторов во время зимнего графика нагрузки. Оставшийся в работе трансформатор будет подвергаться в данном продолжительном режиме систематической перегрузке, так как $S_{нб} > S_{ном}$. Вследствие этого оценивается ее допустимость по методике, приведенной выше в данном параграфе:

- выделяется участок перегрузки на пересечении линии $S_{ном}$ с линией нагрузки (рис. 4.5);
- находится по (4.1) начальная нагрузка

$$K_1 = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{30^2 \cdot 4 + 40^2 \cdot 4 + 40^2 \cdot 2}{4 + 4 + 2}} = 0,9;$$

- определяется по (4.2) предварительное значение перегрузки

$$K_2^* = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{50^2 \cdot 4 + 60^2 \cdot 8 + 50^2 \cdot 2}{4 + 8 + 2}} = 1,4;$$

— сравнивается $K_2^* = 1,4$ с $K_{max} = 60/40 = 1,5$; так как $K_2^* = 1,4 > 0,9K_{max} = 0,9 \cdot 1,5 = 1,35$, то $K_2 = K_2^* = 1,4$ и $h = h' = 14$ ч;

— отыскивается по табл. 4.4 при системе охлаждения типа Д, эквивалентной температуре воздуха $\Theta = -10$ °С, предварительной нагрузке $K_1 = 0,9$ и продолжительности перегрузки $h = 14$ ч значение допустимой систематической перегрузки $K_{2доп} = 1,27$ (найдено линейной аппроксимацией между $K_{2доп} = 1,3$ при $h = 8$ ч и $K_{2доп} = 1,21$ при $h = 24$ ч).

Как видно, $K_{2доп} = 1,27 < K_2 = 1,4$, поэтому плановые ремонты трансформаторов следует проводить в летний период, когда $S_{нб}$ не превысит (см. рис. 4.4) их $S_{ном} = 40$ МВ·А. Это сопряжено с увеличением издержек обслуживания на соответствующее оборудование (см. § 3.7, п. 6).

8. Подвергается анализу послеаварийный режим, связанный с отказом одного из трансформаторов в зимний период. Оставшийся в работе трансформатор будет испытывать аварийную перегрузку.

По табл. 4.6 допустимая аварийная перегрузка $K_{2доп} = 1,4$ при $\Theta = -10$ °С, $h = 14$ ч и без учета начальной нагрузки. Значение $K_{2доп} = 1,4 = K_2 = 1,4$. Отказ одного из трансформаторов в летний период, очевидно, не приведет к перегрузке другого.

Итак, в рассматриваемых расчетных режимах обеспечивается полное электроснабжение потребителей. Таким образом, выбираем на подстанции два трансформатора ТРДН-40 000/110.

Уточненная методика обоснования и выбора количества и мощности (авто)трансформаторов. В ней по сравнению с упрощенной методикой отсутствует положение о недопустимости ограничения электроснабжения потребителей в расчетных послеаварийных режимах.

1—7. См. пп. 1—7 упрощенной методики; в п. 1 дополнительно задаются характеристики удельного ущерба потребителей подстанции.

8. Анализу подвергаются послеаварийные режимы, связанные с отказом одного из (авто)трансформаторов во время зимнего и летнего графиков нагрузки. При полном обеспечении электроснабжения потребителей, с учетом допустимой аварийной перегрузки (авто)трансформаторов, выбор их количества и мощности на подстанции считается законченным. В противном случае для каждого i -го часа определяется ограничение электроснабжения потребителей

$$\Delta P_i = P_{нб} - P_{перегр} \quad (4.9)$$

где $P_{нб}$ — нагрузка потребителей; $P_{перегр}$ — допустимая аварийная перегрузка (авто)трансформатора.

Исходя из ΔP_i по (2.36) выявляются экономические последствия из-за рассматриваемых отказов.

9. Определяются по (2.10) суммарные за расчетный срок службы (авто)трансформаторов (25 лет) затраты на вариант структурной схемы, включающие капитальные вложения, издержки ремонтно-эксплуатационного обслуживания, издержки, связанные с возмещением потерь электроэнергии в (авто)трансформаторах, а также экономические последствия из-за ненадежности схемы.

Рассмотрим особенности расчета издержек, связанных с возмещением потерь электроэнергии, в (авто)трансформаторах.

Рассматриваемый вид издержек для n_T параллельно работающих двухобмоточных трансформаторов вычисляется следующим образом:

$$H_{п} = \Delta P_{кв} [S_{нб} / (n_T S_{ном})]^2 \tau_{кв} + n_T \Delta P_{кс} 8760 \tau_{кс} \quad (4.10)$$

где $\Delta P_{кв}$ — потери КЗ (в меди); $\Delta P_{кс}$ — потери холостого хода (в стали).

В трехобмоточных трансформаторах потери электроэнергии рассчитываются для каждого луча (обмотки) в схеме замещения:

$$\Delta W = \Delta P_{кв} \left(\frac{S_{Внб}}{n_T S_{ном}} \right)^2 \tau_{В} + \Delta P_{кс} \left(\frac{S_{Снб}}{n_T S_{ном}} \right)^2 \tau_{С} + \Delta P_{кн} \left(\frac{S_{Ннб}}{n_T S_{ном}} \right)^2 \tau_{Н} + n_T \Delta P_{кс} 8760, \quad (4.11)$$

где $\Delta P_{кв}$, $\Delta P_{кс}$ и $\Delta P_{кн}$ — потери КЗ обмоток соответственно высшего, среднего и низшего напряжения; $S_{Внб}$, $S_{Снб}$ и $S_{Ннб}$ — то же, но наибольшая по графику суммарная нагрузка обмоток; $\tau_{В}$, $\tau_{С}$ и $\tau_{Н}$ — то же, но годовое время максимальных потерь обмоток.

Обычно принимают $\tau_{В} = \tau_{С} = \tau_{Н} = \tau$. С учетом (4.10) и (4.11) издержки, связанные с возмещением потерь электроэнергии в трехобмоточных трансформаторах:

$$H_n = \left[\Delta P_{кВ} \left(\frac{S_{Внб}}{n_T S_{ном}} \right)^2 + \Delta P_{кС} \left(\frac{S_{Снб}}{n_T S_{ном}} \right)^2 + \Delta P_{кН} \left(\frac{S_{Ннб}}{n_T S_{ном}} \right)^2 \right] \tau_{э,уд.нагр} + n_T \Delta P_{к} 8760 \tau_{э,уд.пост} \quad (4.12)$$

Значения $\Delta P_{к}$ для трехобмоточных трансформаторов задаются по парам, между обмоток, т.е. $\Delta P_{кВ-С}, \Delta P_{кВ-Н}, \Delta P_{кС-Н}$. По ним определяют:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{кВ} &= 0,5(\Delta P_{кВ-С} + \Delta P_{кВ-Н} - \Delta P_{кС-Н}); \\ \Delta P_{кС} &= 0,5(\Delta P_{кВ-С} + \Delta P_{кС-Н} - \Delta P_{кВ-Н}); \\ \Delta P_{кН} &= 0,5(\Delta P_{кС-Н} + \Delta P_{кВ-Н} - \Delta P_{кВ-С}). \end{aligned} \right\} \quad (4.13)$$

В настоящее время в трехобмоточных трансформаторах любая из обмоток рассчитана на 100% мощности и сопротивления лучей эквивалентной схемы замещения трансформатора, приведенные к стороне высшего напряжения, примерно одинаковые:

$$R_{тр} \approx R_{трВ} \approx R_{трС} \approx R_{трН} \quad (4.14)$$

При номинальных условиях для отдельно взятой обмотки схемы замещения

$$R_{тр} = \Delta P_{к} U_{ном}^2 / S_{ном}^2 \quad (4.15)$$

т.е. $\Delta P_{к} = R_{тр}$. Из (4.14) и (4.15) следует, что

$$\Delta P_{кВ} \approx \Delta P_{кС} \approx \Delta P_{кН} \quad (4.16)$$

Иногда для трехобмоточного трансформатора задано лишь одно значение $\Delta P_{к}$, без указания к какой паре обмоток оно принадлежит. Это максимальное значение. Его получают при протекании тока по обмоткам высшего и среднего (нижнего) напряжения при разомкнутой обмотке низшего (среднего) напряжения, т.е.

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{к} &\approx \Delta P_{кВ} + \Delta P_{кС} = \Delta P_{кВ-С}; \\ \Delta P_{к} &\approx \Delta P_{кВ} + \Delta P_{кН} = \Delta P_{кВ-Н}. \end{aligned} \right\} \quad (4.17)$$

С учетом (4.16) и (4.17) запишем

$$\Delta P_{кВ} \approx \Delta P_{кС} \approx \Delta P_{кН} = 0,5 \Delta P_{кВ-С} = 0,5 \Delta P_{кВ-Н} = 0,5 \Delta P_{к} \quad (4.18)$$

Для трехобмоточных автотрансформаторов так же дается три значения: $\Delta P_{кВ-С}, \Delta P_{кВ-Н}, \Delta P_{кС-Н}$. Как правило, $\Delta P_{кВ-С}$ отнесены к $S_{ном}$, а $\Delta P_{кВ-Н}$ и $\Delta P_{кС-Н}$ — к $S_{тип}$. При этом расчеты H_n ведутся по (4.12), предварительно определив $P_{кВ}, P_{кС}$ и $P_{кН}$ по формулам:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{кВ} &= 0,5(\Delta P_{кВ-С} + \Delta P_{кВ-Н}/k^2 - \Delta P_{кС-Н}/k^2); \\ \Delta P_{кС} &= 0,5(\Delta P_{кВ-С} + \Delta P_{кС-Н}/k^2 - \Delta P_{кВ-Н}/k^2); \\ \Delta P_{кН} &= 0,5(\Delta P_{кС-Н}/k^2 + \Delta P_{кВ-Н}/k^2 - \Delta P_{кВ-С}). \end{aligned} \right\} \quad (4.19)$$

Выражения (4.19) справедливы, если номинальная мощность третичной обмотки $S_{Н ном} = S_{тип}$. При $S_{Н ном} \neq S_{тип}$ введем коэффициент $k = S_{Н ном} / S_{тип}$, и вместо (4.19) запишем:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{кВ} &= 0,5(\Delta P_{кВ-С} + \Delta P_{кВ-Н}/k^2 - \Delta P_{кС-Н}/k^2); \\ \Delta P_{кС} &= 0,5(\Delta P_{кВ-С} + \Delta P_{кС-Н}/k^2 - \Delta P_{кВ-Н}/k^2); \\ \Delta P_{кН} &= 0,5(\Delta P_{кС-Н}/k^2 + \Delta P_{кВ-Н}/k^2 - \Delta P_{кВ-С}). \end{aligned} \right\} \quad (4.20)$$

Для трехобмоточных автотрансформаторов в ряде случаев так же дают одно значение $\Delta P_{к} = \Delta P_{кВ-С}$. Тогда учитывают активные сопротивления обмоток $R_{трВ}, R_{трС}$ и $R_{трН}$. Они даны в литературе, например [12], приведенные к номинальным мощности и напряжению обмотки высшего напряжения. Из (4.15) имеем

$$\Delta P_{к} = R_{тр} S_{ном}^2 / U_{ном}^2 \quad (4.21)$$

Значения $\Delta P_{кВ}, \Delta P_{кС}$ и $\Delta P_{кН}$ автотрансформатора могут быть получены из (4.21) подстановкой в него соответственно $R_{трВ}, R_{трС}$ и $R_{трН}$, а так же номинальных мощности и напряжения обмотки высшего напряжения. В табл. 4.7 приведены значения потерь КЗ автотрансформаторов по ГОСТ 17544-85. Далее расчет издержек H_n ведется по (4.12)

Таблица 4.7. Потери КЗ некоторых типов автотрансформаторов

Тип автотрансформатора	Потери, кВт			Мощность третичной обмотки, МВ·А
	$\Delta P_{кВ-С}$	$\Delta P_{кВ-Н}$	$\Delta P_{кС-Н}$	
АТДЦТН-63000/220/110	200	160	140	32
АТДЦТН-125000/220/110	315	280	275	63
АТДЦТН-200000/220/110	430	340/400	310/340	80/100
АТДЦТН-250000/220/110	500	280/410	270/400	100/125
АТДЦТН-125000/330/110	345	240	210	63
АТДЦТН-200000/220/110	560	300	210	80
АТДЦТН-250000/500/110	690	280	230	100
АОЦТН-167000/500/220	315	105/190/280	95/180/250	50/67/83
АОЦТН-267000/500/220	470	110/160/310	100/150/250	67/83/120
АОЦТН-333000/750/330	580	255	235	120

Примечания: 1. Значения $\Delta P_{кВ-Н}$ и $\Delta P_{кС-Н}$ отнесены к мощности третичной обмотки автотрансформатора.
2. Дробью указаны потери КЗ, соответствующие заданной мощности третичной обмотки.

10. Формируется второй вариант структурной схемы, в котором при единичных отказах (авто)трансформаторов обеспечивается полное электроснабжение потребителей за счет увеличения номинальной мощности или количества (авто)трансформаторов. Их номинальная мощность выбирается в соответствии с пп. 1—8 упрощенной методики.

11. Рассчитываются по (2.10) суммарные затраты на второй вариант структурной схемы без учета фактора надежности.

12. Оцениваются для обоих вариантов структурной схемы экономические последствия отказов одного из (авто)трансформаторов во время планового ремонта другого, но только в том случае, если их количество в сравниваемых вариантах оказалось неравным.

Корректируются итоговые затраты, найденные в пп. 9 и 11, добавлением к ним соответствующих значений, полученных в настоящем пункте.

13. Выбирается вариант структурной схемы, имеющий меньшие затраты.

Пример 4.2. Выполнить обоснование и выбор количества и мощности трансформаторов на подстанции по уточненной методике (последовательность и нумерация пунктов в примере и методике идентичны).

1. Требуется выбрать количество и мощность трансформаторов на понижающей подстанции 110/10 кВ. В качестве исходных принимаются данные Примера 2.1 за исключением графика

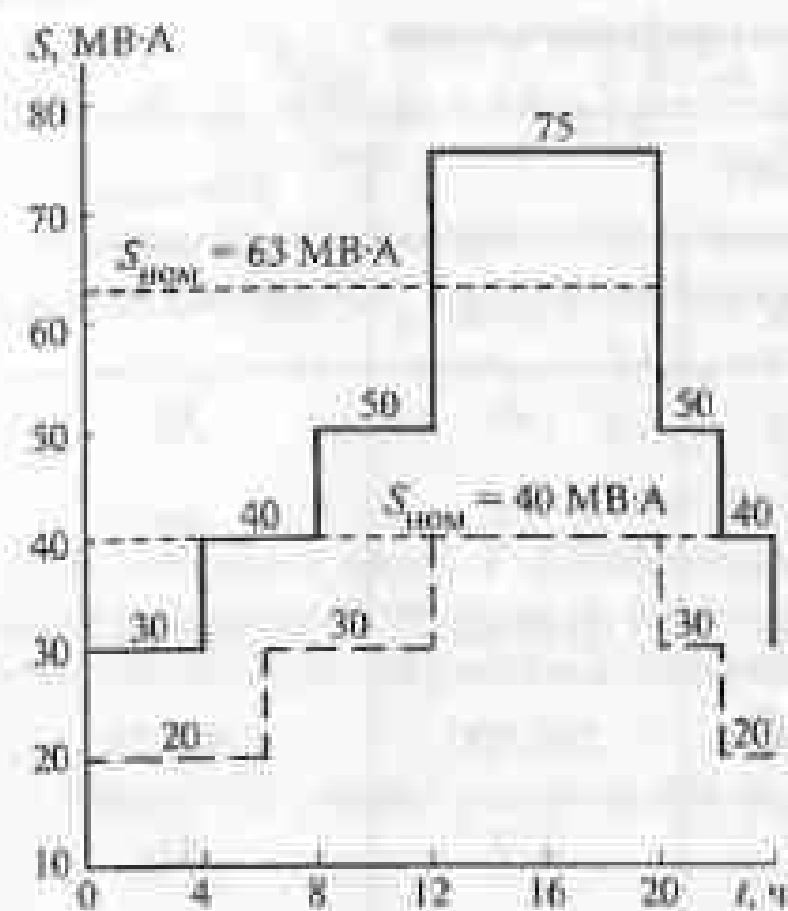


Рис. 4.6. Графики нагрузки под-

станции, который частично изменен и приведен на рис. 4.6. Удельный ущерб потребителей из-за внезапного ограничения их электроснабжения $u_n = 1,5$ отн. ед/(кВт·ч). Продолжительность зимнего графика нагрузки 200, летнего 165 сут.

2—4. См. пп. 2—4 Примера 2.1.

5. Наименее номинальная мощность трансформатора $S_{ном} \geq S_{нгр} / 2 = 75/2 = 37,5$ МВ·А, чему соответствует трансформатор ТРДН-40 000/110 мощностью $S_{ном} = 40$ МВ·А и системой охлаждения типа Д.

6. См. п. 6 Примера 2.1.

7. Рассматривается ремонтный режим, связанный с плановым отключением одного из трансформаторов во время зимнего графика нагрузки. Оставшийся в работе трансформатор будет подвергаться систематической перегрузке, так как $S_{нгр} > S_{ном}$. Вследствие чего оценивается ее допустимость:

— выделяется участок перегрузки на пересечении линии $S_{ном}$ с линией нагрузки (см. рис. 4.6);

— находится по (4.1) начальная нагрузка

$$K_1 = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{30^2 \cdot 4 + 40^2 \cdot 4 + 40^2 \cdot 2}{4 + 4 + 2}} = 0,9;$$

— определяется по (4.2) предварительное значение перегрузки

$$K_2' = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{50^2 \cdot 4 + 75^2 \cdot 8 + 50^2 \cdot 2}{4 + 8 + 2}} = 1,64;$$

— сравнивается $K_2' = 1,64$ с $K_{max} = 75/40 = 1,88$; так как $K_2' = 1,64 < 0,9K_{max} = 0,9 \cdot 1,88 = 1,69$, то в расчет вводится $K_2 = 0,9K_{max} = 1,69$, а продолжительность h перегрузки эквивалентного графика нагрузки пересчитывается по (4.3)

$$h = \frac{1,64^2 \cdot 14}{(0,9 \cdot 1,88)^2} = 13 \text{ ч};$$

— отыскивается по табл. 4.4 при системе охлаждения типа Д, эквивалентной температуре воздуха $\Theta = -10$ °С, предварительной нагрузке $K_1 = 0,9$ и продолжительности перегрузки $h = 13$ ч значение допустимой систематической перегрузки $K_{2доп} = 1,27$ (найдено линейной аппроксимацией между $K_{2доп} = 1,3$ при $h = 8$ ч и $K_{2доп} = 1,21$ при $h = 24$ ч).

Как видно, $K_{2доп} = 1,27 < K_2 = 1,69$, поэтому плановые ремонты трансформаторов следует проводить в летний период, когда $S_{нгр}$ не превышает (см. рис. 4.6) их $S_{ном} = 40$ МВ·А. Это сопряжено с увеличением издержек обслуживания в 1,3 раза (см. § 3.7, п. 6) на соответствующее оборудование.

8. Подвергается анализу послеаварийный режим, связанный с отказом одного из трансформаторов в зимний период. Оставшийся в работе трансформатор будет испытывать аварийную перегрузку

По табл. 4.6 допустимая аварийная перегрузка $K_{2ав} = 1,4$ при $\Theta = -10$ °С, $h = 13$ ч и без учета начальной нагрузки. Значение $K_{2ав} = 1,4 < K_2 = 1,69$, поэтому на интервале $h = 13$ ч в рассматриваемом режиме следует ограничить электроснабжение потребителей в соответствии с (4.9)

$$\Delta P_1 = (K_2 S_{ном} - K_{2ав} S_{ном}) \cos \varphi = (1,69 \cdot 40 - 1,4 \cdot 40) 0,92 = 10,7 \text{ МВт}.$$

Отказ одного из трансформаторов в летний период не приведет (см. рис. 4.6) к перегрузке другого.

Для оценки экономических последствий ограничения электроснабжения рассчитываются составляющие (2.36):

— расчетный период $t_r = 200h = 200 \cdot 13 = 2600$ ч, где 200 — продолжительность зимнего графика нагрузки;

— вероятность аварийного простоя трансформатора на подстанции по (2.17) $S = 2 \cdot 0,02 \cdot 100 / 8760 = 4,6 \cdot 10^{-4}$; параметры надежности взяты из табл. 2.9, цифра 2 определяет количество расчетных событий: отказ каждого из двух трансформаторов в зимний период сопряжен с ограничением электроснабжения потребителей.

Итак, по (2.36) экономические последствия из-за ненадежности при рассматриваемых событиях составят

$$U_n = 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 10,7 \cdot 10^3 \cdot 2600 \cdot 4,6 \cdot 10^{-4} = 19,2 \text{ тыс. отн. ед.}$$

9. Рассчитываются по (2.10) суммарные затраты за расчетный срок службы трансформаторов $n = 25$ лет ($T_{расч} = 26$ лет). Учитываем, что слагаемое

$$I \sum_{t=2}^{T_{расч}} (1 + E_{н.п})^{1-t} \quad (4.22)$$

в (2.10) равно (§ 2.5)

$$I \frac{(1 + E_{н.п})^n - 1}{E_{н.п} (1 + E_{н.п})^n} \quad (4.23)$$

из (2.11). С учетом (2.10), (4.22) и (4.23) запишем расчетную формулу затрат

$$\bar{Z} = K + I \frac{(1 + E_{н.п})^n - 1}{E_{н.п} (1 + E_{н.п})^n} \quad (4.24)$$

Расчетная стоимость трансформатора по табл. 9.19 в [1.2] составляет 109 тыс. отн. ед. Затраты (издержки) на капитальный ремонт трансформатора равны $a = 0,029$, а на его обслуживание $b = 0,03$ расчетной стоимости (см. § 2.5). Примем значение b , как отмечалось в п. 7, необходимо дополнительно увеличить в 1,3 раза.

Издержки, связанные с возмещением потерь электроэнергии в трансформаторах, вычисляются так. По (3.38) при подстановке в данное выражение вместо активной полной мощности, число часов использования максимальной нагрузки с учетом графика на рис. 4.6:

$$T_{max} = [(30 \cdot 4 + 40 \cdot 4 + 50 \cdot 4 + 75 \cdot 8 + 50 \cdot 2 + 40 \cdot 2) 200 + (20 \cdot 6 + 30 \cdot 6 + 40 \cdot 8 + 30 \cdot 2 + 20 \cdot 2) 165] / 75 \approx 5000 \text{ ч.}$$

По $T_{max} = 5000$ ч и данным § 2.5 годовое время максимальных потерь $\tau = 2750$ ч. Далее в соответствии с рис. 8.1 в [1.2] находим удельные замыкающие затраты на возмещение потерь электроэнергии, зависящих от нагрузки (потери в меди), $\tau_{з.уд.мвр} = 0,024$ отн. ед/(кВт·ч). Для потерь электроэнергии, не зависящих от нагрузки (потери в стали), соответствующие параметры $\tau = 8760$ ч и $\tau_{з.уд.ст} = 0,017$ отн. ед/(кВт·ч). Для двухобмоточных трансформаторов издержки, связанные с возмещением потерь электроэнергии по (4.10)

$$I_n = (170 [75 / (2 \cdot 40)]^2 2750 \cdot 0,024 + 2 \cdot 34 \cdot 8760 \cdot 0,017) 10^{-3} = 20,0 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Спе характеристики ΔP_n и ΔP_x взяты из табл. 3.6 в [2.3].

Таким образом, найдены все составляющие (4.24), и итоговые затраты на вариант структурной схемы с двумя трансформаторами ТРДН-40 000/110 составляют

$$\bar{Z} = 2 \cdot 109 + (2 \cdot 109 (0,029 + 1,3 \cdot 0,03) + 20,0 + 19,2) \frac{(1 + 0,08)^{25} - 1}{0,08 (1 + 0,08)^{25}} = 795 \text{ тыс. отн. ед.}$$

10. Формируется второй вариант структурной схемы с большей $S_{ном}$ трансформаторов для ликвидации ограничения электроснабжения потребителей при единичных отказах (п. 8). Принимается на ступень более высокое значение $S_{ном} = 63 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, чему соответствуют трансформаторы ТРДН-63 000/110. Последующая проверка приемлемости $S_{ном} = 63 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ведется по упрощенной методике (см. Пример 2.1).

При плановом отключении одного из трансформаторов в зимний период оставшийся в работе трансформатор будет подвергаться систематической перегрузке ($S_{нб} > S_{ном}$), поэтому оценивается ее допустимость:

$$K_1 = \frac{1}{63} \sqrt{\frac{30^2 \cdot 4 + 40^2 \cdot 4 + 50^2 \cdot 4 + 50^2 \cdot 2 + 40^2 \cdot 2}{4 + 4 + 4 + 2 + 2}} = 0,7;$$

$$K_2' = \frac{1}{63} \sqrt{\frac{75^2 \cdot 8}{8}} = 1,2;$$

$$K_{max} = 75/63 = 1,2;$$

$$K_2' = 1,2 > 0,9 K_{max} = 0,9 \cdot 1,2 = 1,08, \text{ следовательно } K_2 = K_2' = 1,2 \text{ и } h = h' = 8 \text{ ч};$$

отыскивается по табл. 4.4 при системе охлаждения типа Д, $\Theta = -10^\circ \text{C}$, $K_1 = 0,7$ и $h = 8 \text{ ч}$ значение $K_{2доп} = 1,3 > K_2 = 1,2$, что допустимо; в летний период при плановом ремонте одного из трансформаторов второй не будет испытывать перегрузок, так как здесь $S_{ном} > S_{нб}$.

Таким образом (см. п. 7 упрощенной методики), можно сделать вывод о приемлемости использования на подстанции двух трансформаторов ТРДН-63 000/110.

11. Определяются, как и в п. 9, итоговые затраты на вариант структурной схемы с двумя трансформаторами ТРДН-63 000/110. Для этого учитываются составляющие (4.24):

- расчетная стоимость трансформатора 136 тыс. отн. ед.;
- издержки на капитальный ремонт трансформатора $a = 0,029$;
- издержки обслуживания $b = 0,03$;
- издержки, связанные с возмещением потерь электроэнергии в трансформаторах

$$H_0 = [245 \{75 / (2 \cdot 63)\}^2 2750 \cdot 0,024 + 2 \cdot 50 \cdot 8760 \cdot 0,017] 10^{-3} = 20,6 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Таким образом, найдены все составляющие (4.24). Итоговые затраты на вариант структурной схемы с двумя трансформаторами ТРДН-63 000/110

$$\bar{Z} = 2 \cdot 136 + [2 \cdot 136(0,029 + 0,03) + 20,6] \frac{(1 + 0,08)^{25} - 1}{0,08(1 + 0,08)^{25}} = 663 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Видно, что наиболее предпочтительный вариант с двумя трансформаторами ТРДН-63 000/110, как более надежный, дешевый и приспособленный к дальнейшему увеличению нагрузки подстанции.

Пример 4.3. Выполнить обоснование и выбор количества и мощности автотрансформаторов на подстанции с синхронными компенсаторами по упрощенной методике (последовательность и нумерация пунктов в примере и методике идентичны).

1. Требуется выбрать количество и мощность автотрансформаторов на понижающей подстанции 220/110/10 кВ. Район сооружения — центр европейской части России. Характерные суточные графики нагрузки сети 110 кВ и потребителей 10 кВ даны на рис. 4.7 и 4.8. Требуемое значение $\cos \varphi$ при выдаче мощности в сеть 110 кВ равно 0,92, коэффициент мощности потребителей 10 кВ $\cos \varphi = 0,85$. На стороне низшего напряжения (10 кВ) подстанции будут подключены два синхронных компенсатора КСВ-32-10 номинальной мощностью по 32 Мвар. Их результирующий график нагрузки см. на рис. 4.9.

2. При напряжении 220/110/10 кВ установке подлежат трехобмоточные автотрансформаторы.

3. Принимается количество автотрансформаторов $n_t = 2$.

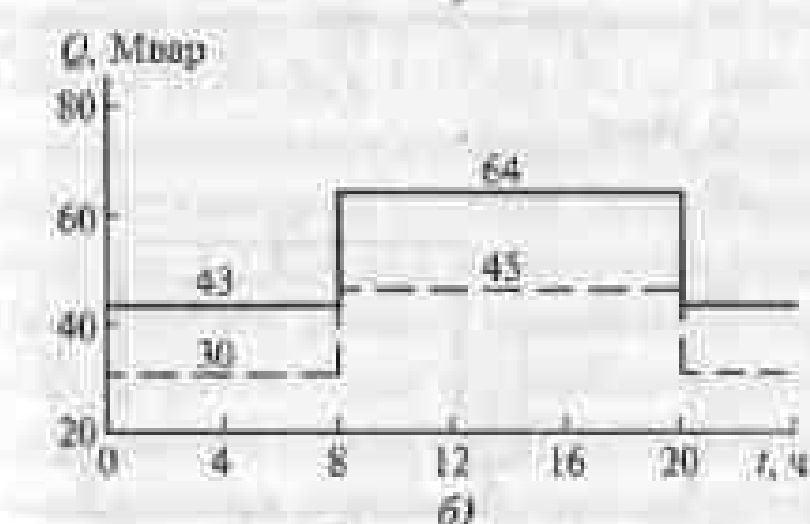
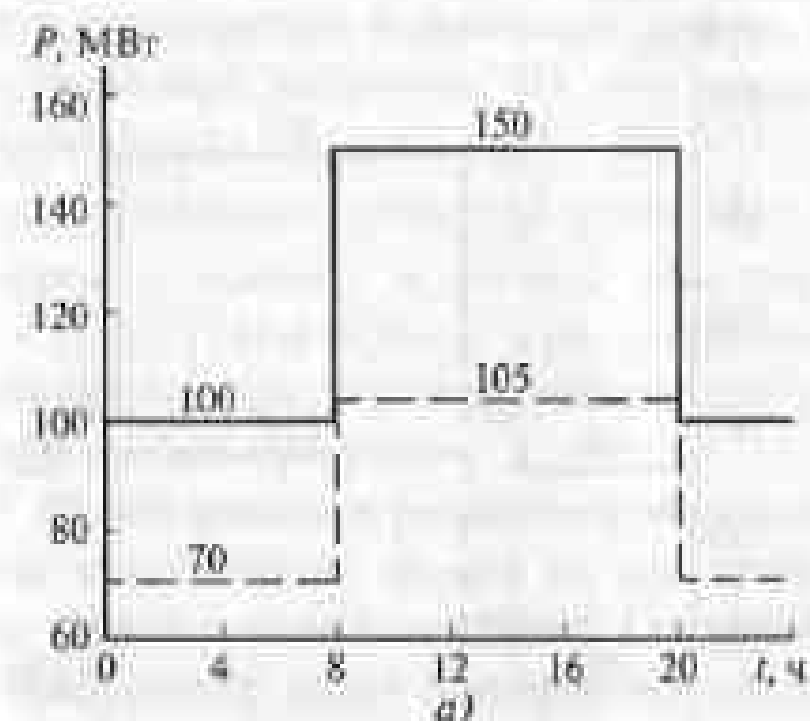


Рис. 4.7. Графики нагрузки сети 110 кВ:
а — активная мощность; б — реактивная мощность

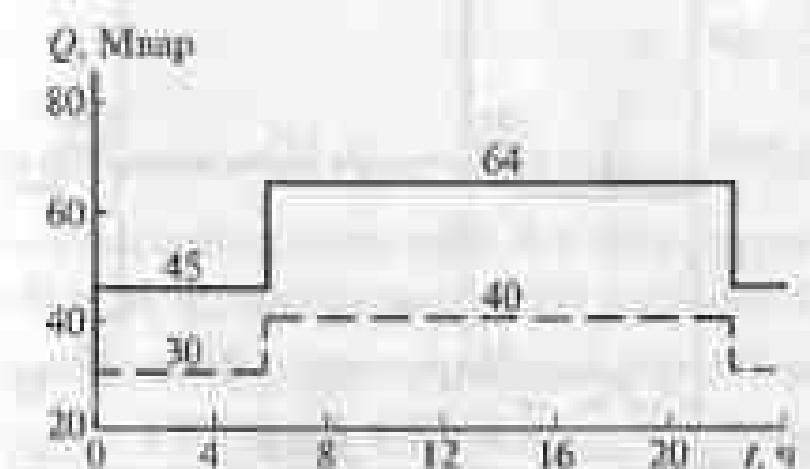


Рис. 4.9. Результирующие графики нагрузки синхронных компенсаторов

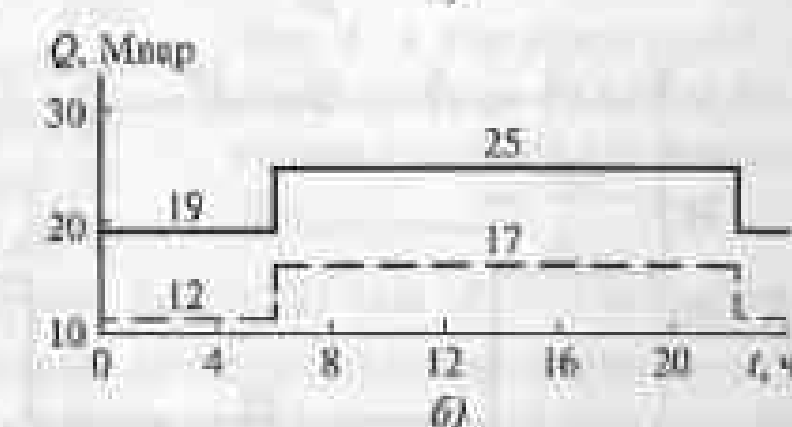
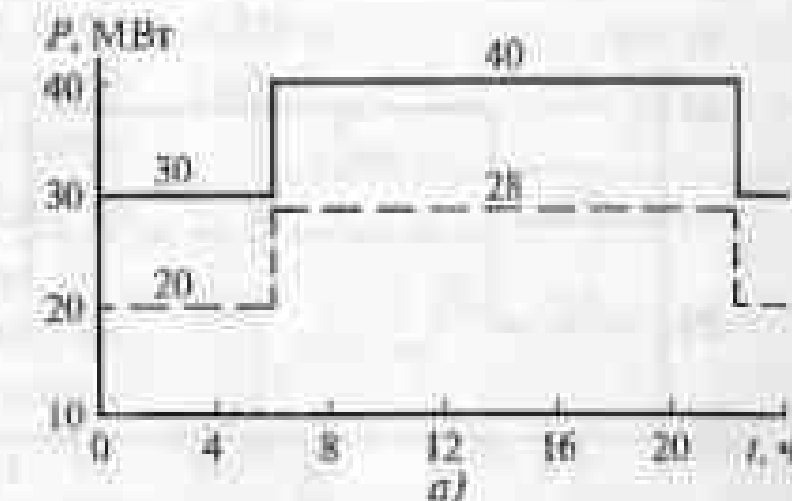


Рис. 4.8. Графики нагрузки потребителей 10 кВ:
а — активная мощность; б — реактивная мощность

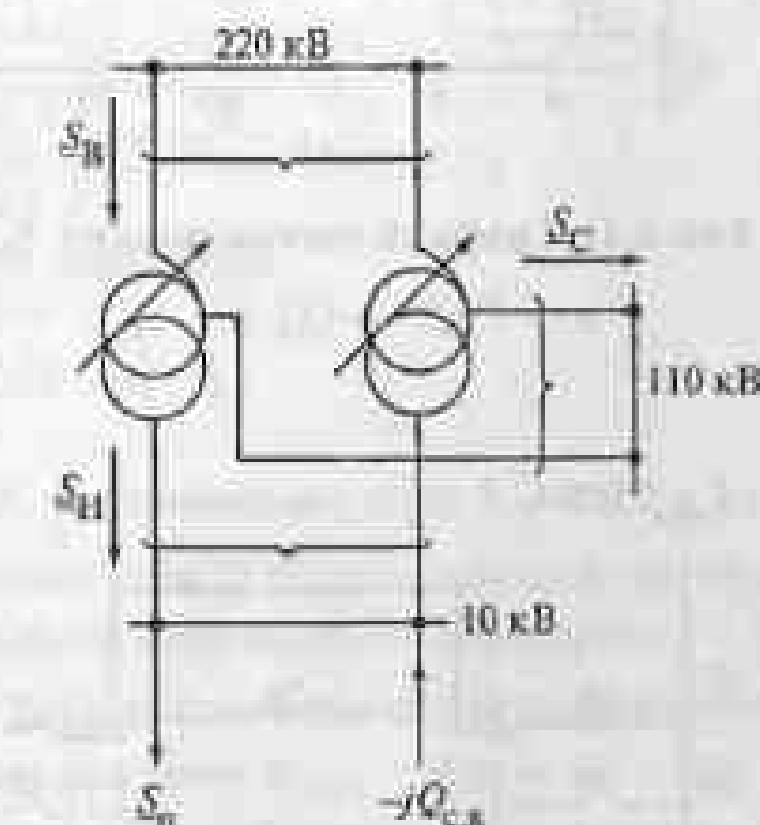


Рис. 4.10. Направления потоков мощности

4. Строятся для нормального режима графики нагрузки на стороне высшего, среднего и низшего напряжения с учетом источников реактивной мощности. Направления потоков мощности через автотрансформаторы отражены согласно исходным данным на рис. 4.10, где $S_n = P_n + jQ_n$ — полная, активная (см. рис. 4.8, а) и реактивная (см. рис. 4.8, б) мощности потребителей 10 кВ; $Q_{cк}$ — результирующая нагрузка синхронных компенсаторов (см. рис. 4.9). В соответствии с рис. 4.10 определяются графики $S_H = S_n - jQ_{cк}$ (рис. 4.11) и $S_B = S_c + S_H$ (рис. 4.12) без учета потерь мощности в автотрансформаторах.

При наличии на подстанции с автотрансформаторами источника реактивной мощности требуется подвергнуть анализу нагрузку их общих обмоток. Значения $S_{общ}$ при направлениях потоков мощности, представленных на рис. 4.10, рассчитываются по формуле (4.6). Результирующие графики $S_{общ}$ приведены на рис. 4.13. При использовании (4.6) принимались: $U_B = 220 \text{ кВ}$, $U_C = 110 \text{ кВ}$,

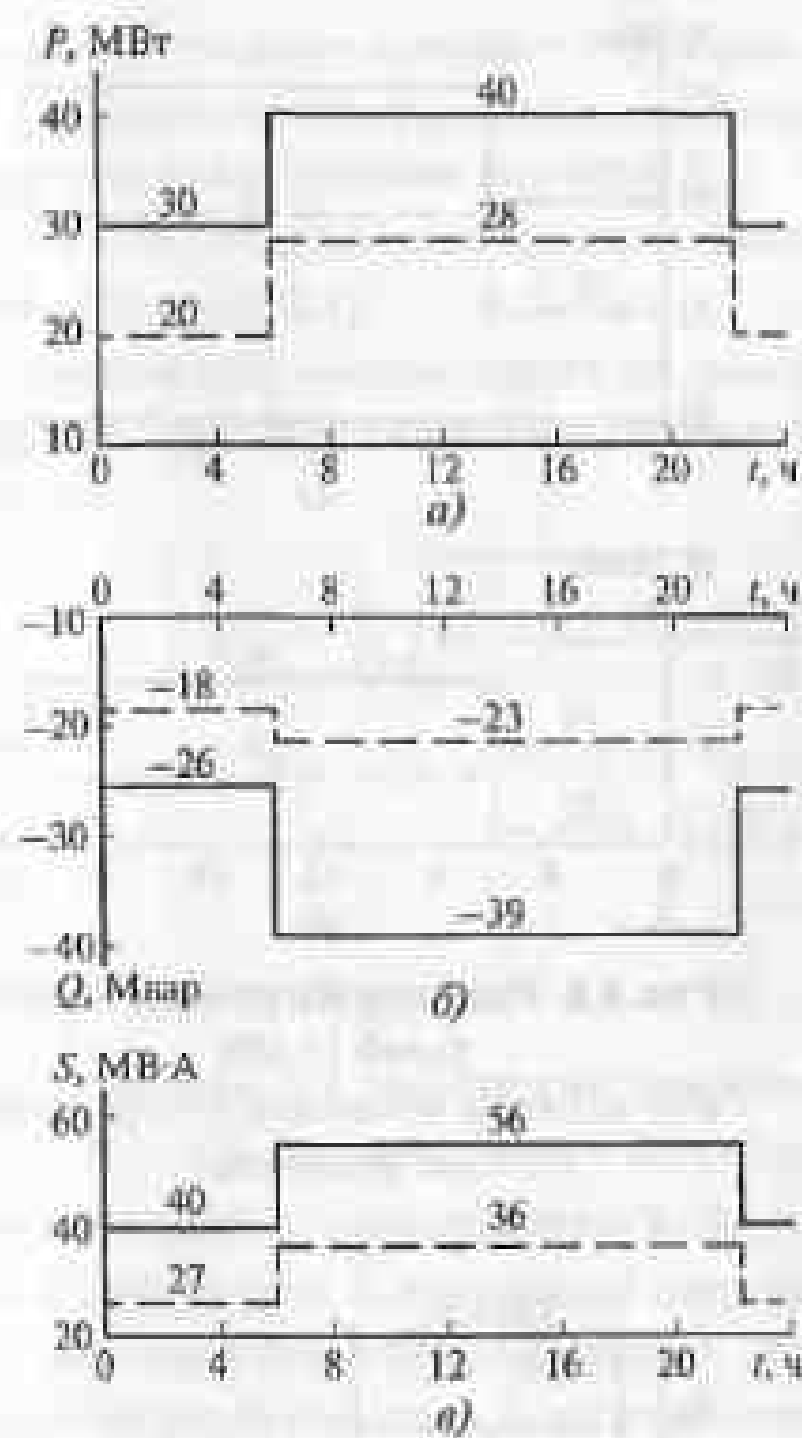


Рис. 4.11. Графики составляющих S_H :
а — P_H ; б — Q_H ; в — S_H

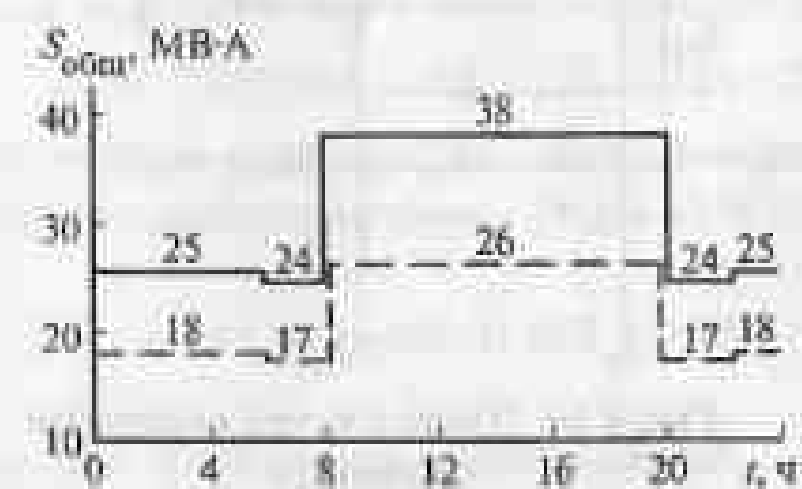


Рис. 4.13. Графики нагрузки общей обмотки

$k_{тип} = 1 - 110/220 = 0,5$; величины P_C , Q_C и P_H , Q_H и взяты из рис. 4.7 и 4.11. В качестве примера для интервала времени 0—6 ч зимнего периода:

$$S_{общ} = \sqrt{[0,5(100/2) - 110(30/2)/220]^2 + [0,5(43/2) - 110(-26/2)/220]^2} = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

5. Намечается номинальная мощность автотрансформатора. Для этого определяется $S_{нб} = \max\{S_H = 192 \text{ МВ} \cdot \text{А (см. рис. 4.12, в)}; n_{т} S_{общ}/k_{тип} = 2 \cdot 38/0,5 = 152 \text{ МВ} \cdot \text{А (см. рис. 4.13)}\}$. Как видно, определяющей для выбора $S_{ном}$ является нагрузка S_H . Отсюда $S_{ном} \geq S_{нб}/2 = 192/2$, чему соответствует автотрансформатор АТДЦТН-125 000/220/110 номинальной мощностью 125 МВ · А и системой охлаждения типа ДЦ.

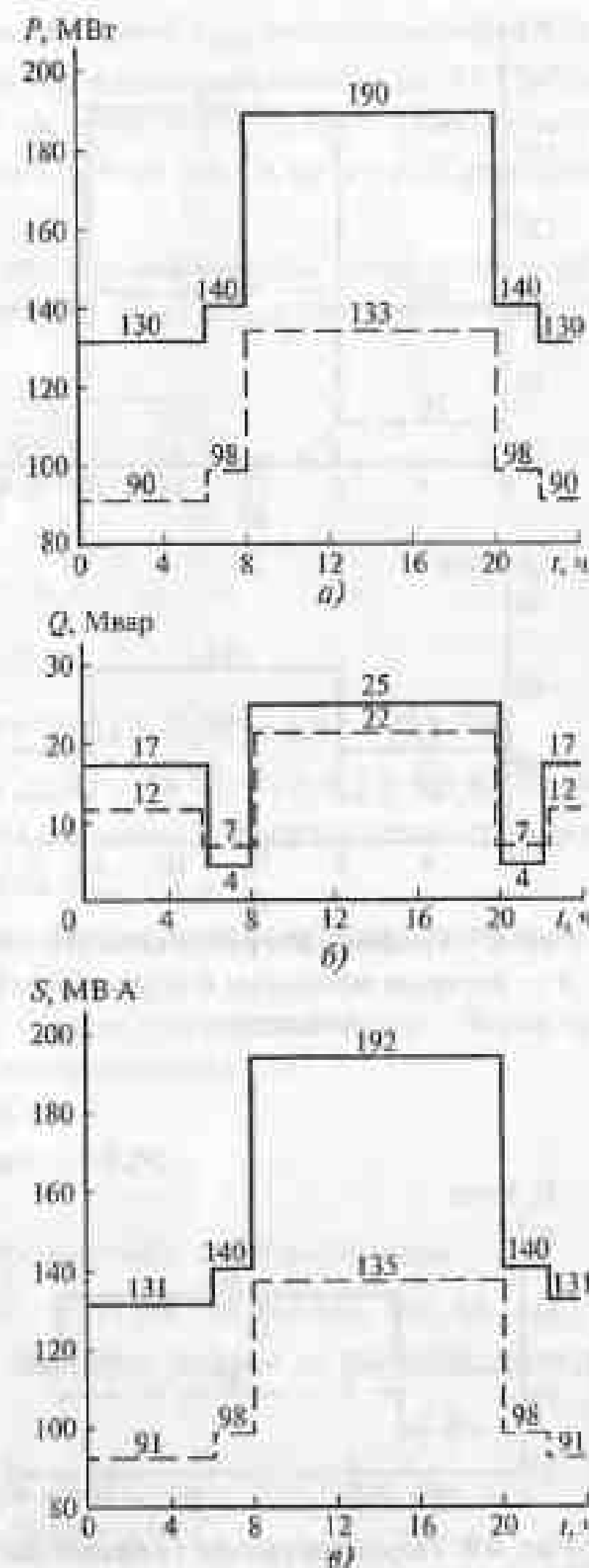


Рис. 4.12. Графики составляющих S_B :
а — P_B ; б — Q_B ; в — S_B

6. Анализируется нормальный режим, когда оба автотрансформатора включены. Их результирующая пропускная способность $2S_{ном} = 2 \cdot 125 = 250 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ превышает наибольшую продолжительную нагрузку $S_{нб} = S_B = 192 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ в период и зимнего, и летнего графиков нагрузки (см. рис. 4.12, в). Таким образом, в рассматриваемом режиме автотрансформаторы обеспечат полное электроснабжение потребителей без перегрузки.

7. Рассматривается ремонтный режим, связанный с плановым отключением одного из автотрансформаторов во время зимнего графика нагрузки. Оставшийся в работе автотрансформатор будет подвергаться систематической перегрузке на всем интервале суточного графика — минимальная нагрузка $S_B = 131 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ (см. рис. 4.12, в) больше $S_{ном} = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, что недопустимо. Поэтому рассматривается возможность проведения плановых ремонтов автотрансформаторов в летний период, когда нагрузка снижена. Ограничение на сезонное время проведения плановых ремонтов сопряжено (см. § 3.7, п. 6) с увеличением издержек обслуживания на соответствующее оборудование.

При плановом ремонте одного из автотрансформаторов во время летнего графика нагрузки оставшийся в работе будет подвергаться систематической перегрузке, так как $S_{нб} > S_{ном}$. Вследствие чего оценивается ее допустимость по методике, приведенной выше в данном параграфе:

- выделяется участок перегрузки на пересечении линии $S_{ном}$ с линией нагрузки (рис. 4.14);
- находится по (4.1) начальная нагрузка

$$K_1 = \frac{1}{125} \sqrt{\frac{91^2 \cdot 6 + 98^2 \cdot 2 + 98^2 \cdot 2 + 91^2 \cdot 2}{6 + 2 + 2 + 2}} = 0,75;$$

- определяется по (4.2) предварительное значение перегрузки

$$K_2 = \frac{1}{125} \sqrt{\frac{135^2 - 12}{12}} = 1,08;$$

- сравнивается $K_2 = 1,08$ с $K_{max} = 135/125 = 1,08$, следовательно, $K_2 = K_2 = 1,0$ и $h = H = 12$ ч;

— отыскивается по табл. 4.5 при системе охлаждения типа ДЦ, эквивалентной температуре воздуха $\Theta = 20^\circ \text{C}$, предварительной нагрузке $K_1 = 0,75$ и продолжительности перегрузки $h = 12$ ч значение допустимой систематической перегрузки $K_{2доп} = 1,05$ (найденно линейной аппроксимацией между $K_{2доп} = 1,07$ при $h = 8$ ч и $K_{2доп} = 1,00$ при $h = 24$ ч). Значение $K_{2доп} = 1,05 < K_2 = 1,08$, что недопустимо. Поэтому номинальная мощность автотрансформаторов должна быть увеличена на одну ступень, т.е. до 200 МВ · А.

Значение $S_{ном} = 200 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ превосходит $S_{нб} = 192 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ (см. рис. 4.12). Это обеспечивает полное электроснабжение потребителей в расчетных режимах без перегрузки автотрансформаторов. Таким образом, выбираем для подстанции два автотрансформатора АТДЦТН-200 000/220/110.

4.2. Структурные схемы КЭС

Конденсационные электростанции исторически получили наименование государственных районных электрических станций (ГРЭС). Они проектируются с агрегатами мощностью 100, 200, 300, 500 и 800 МВт (есть турбоагрегат 1200 МВт) и номинальным напряжением 10,5—24 кВ. На большинстве сооруженных в стране КЭС, основными являются агрегаты мощностью до 300—500 МВт. Вместе с теплоэлектростанциями они образуют основу электроэнергетики России, и на их долю приходится

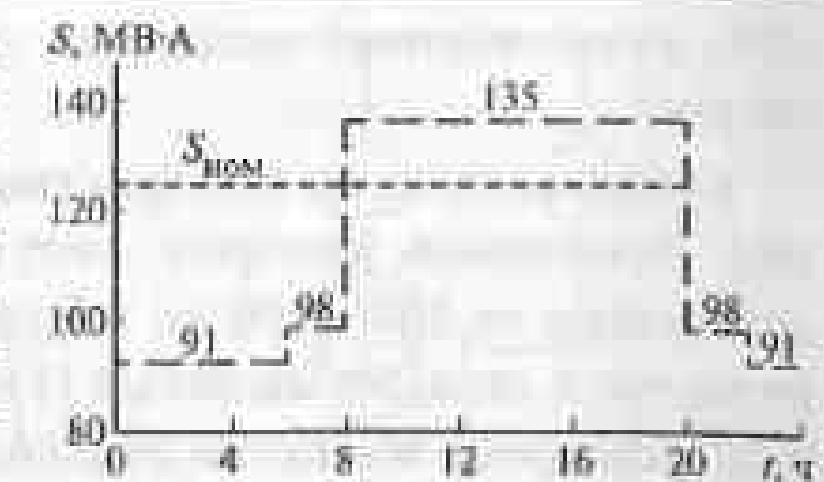


Рис. 4.14. Нагрузка одного автотрансформатора во время планового ремонта другого в летний период

69% установленной мощности электростанций и 67% общей выработки электроэнергии.

Конденсационные электростанции стремятся размещать вблизи топливных и водных источников, которые могут быть удалены от центров потребления электроэнергии на 100—300 км и более. Вся мощность КЭС, за вычетом расхода на СН, выдается в сети повышенных (110 кВ и выше) напряжений. Мощность генераторов КЭС выбирают возможно большей, исходя из условия сохранения устойчивости параллельной работы энергосистем при расчетных отказах на электростанции (см. § 3.7), т.е.

$$\Delta P \leq \Delta P_{\text{доп}} \quad (4.25)$$

где ΔP — сброс генерирующей мощности при расчетных отказах; $\Delta P_{\text{доп}}$ — допустимое значение по условию устойчивости.

Как правило, на КЭС имеется не более двух РУ повышенного напряжения. Одно из них, среднего напряжения, служит для электроснабжения потребителей местного района, другое, высшего напряжения — для выдачи мощности электростанции в систему. Единичные мощности агрегатов КЭС вынуждают формировать их структурные схемы по блочному принципу. Тем самым обеспечиваются приемлемые уровни токов КЗ в цепях генераторного напряжения.

Генераторы соединяют с повышающими трансформаторами чаще всего по схеме единичного блока (рис. 4.15, а). В генераторных цепях устанавливают генераторные выключатели (или выключатели нагрузки) — дополнительные последовательные элементы, снижающие надежность энергоблоков. С другой стороны, количество коммутаций выключателями на стороне повышенного напряжения, которые менее надежные, чем генераторные, так же снижается. Кроме того, установка генераторных выключателей позволяет производить пуск и останов блоков от рабочих трансформаторов СН. Это повышает надежность системы СН и позволяет выбирать одинаковой мощностью рабочих и резервных трансформаторов. Полагают, что количество положительных качеств при использовании генераторных выключателей превалирует.

При трудностях в изготовлении блочного трансформатора необходимой мощности используется схема с двумя блочными трансформаторами меньшей мощности (рис. 4.15, б). Крупные энергоблоки, например 1200 МВт, подключают коммутацией параллельных обмоток генератора на отдельные обмотки расщепленного трансформатора рис. 4.15, в.

При наличии связи блока с двумя РУ повышенного напряжения могут быть применены схемы на рис. 4.15, г и д. Схема на рис. 4.15, г, т.е. с блочным трехобмоточным трансформатором, служит для связи сетей с различным режимом заземления нейтралей: 110—220/35/6—10 кВ. Схема на рис. 4.15, д пригодна для эффективно (см. § 3.6) заземленных сетей.

При использовании схемы с блочным автотрансформатором (рис. 4.15, е) необходимо учесть два принципиальных момента. Во-первых, мощность автотрансформатора должна удовлетворять (см. (4.4)) условию

$$S_{\text{АТ}} \geq (S_{\text{Г.ном}} - S_{\text{СН.нб}}) / k_{\text{ТНП}} \quad (4.26)$$

где $S_{\text{Г.ном}}$ — номинальная мощность генератора; $S_{\text{СН.нб}}$ — наибольшая нагрузка СН.

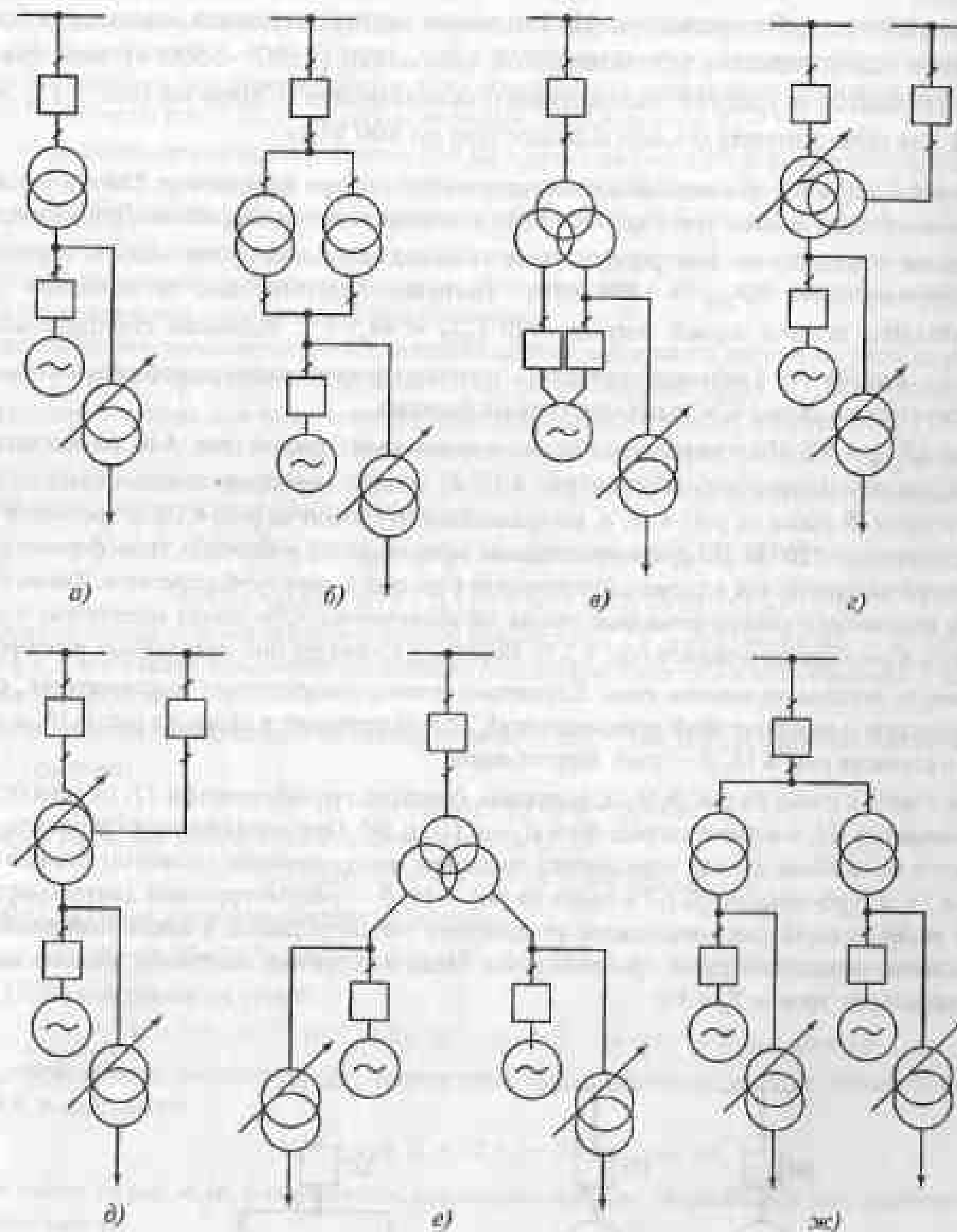


Рис. 4.15. Варианты схем блоков

Во-вторых, применение автотрансформаторов в блоке оправдано только в том случае, если помимо мощности, передаваемой из сети низшего в сеть высшего напряжения, существует постоянный переток мощности из сети среднего в сеть высшего напряжения. В противном случае недоиспользуется номинальная мощность автотрансформатора по условию допустимой нагрузки его общей обмотки (см. § 4.1, [4.2]).

Стремление к экономии количества присоединений к РУ повышенного напряжения приводит к использованию схем с укрупненными (рис. 4.15, е) или объединенными (рис. 4.15, ж) блоками. Допустимость укрупнения или объединения блоков определяется критерием (4.25). Схема на рис. 4.15, е недостаточно гибкая, так как ремонтные и аварийные состояния блочного трансформатора определяют режим работы

более чем одного турбогенератора. На тепловых электростанциях, имеющих большое число часов использования установленной мощности (5500—6500 ч), она практически не встречается и требует специального обоснования. Схема на рис. 4.15, ж применяется для объединения блоков мощностью до 800 МВт.

Пример 4.4. На КЭС, обеспечивающей выдачу мощности при напряжении 220 кВ, предполагается установка блоков мощностью $P_{\text{бл}} = 300$ МВт и базисным режимом работы. Допустимый сброс генерирующей мощности на электростанции по условию сохранения устойчивости параллельной работы энергосистемы $\Delta P_{\text{доп}} = 800$ МВт. Нагрузка энергосистемы в исходном режиме $P_{\text{иср}} = 15\,000$ МВт. Уставка первой очереди АЧР $f_{\text{АЧР}} = 48,5$ Гц. Удельный станционный ущерб $0,7 \cdot 10^{-2}$ отн. ед/(кВт·ч). Требуется определить технико-экономическую целесообразность использования структурной схемы КЭС с объединенными блоками.

Так как $\Delta P_{\text{доп}} = 800$ МВт, то помимо схемы с единичными блоками (рис. 4.16, а) рассмотрим вариант с объединением двух энергоблоков (рис. 4.16, б). Данное мероприятие имеет как достоинства, так и недостатки. В схеме на рис. 4.16, б, по сравнению со схемой на рис. 4.16, а, требуется меньше ключей выключателей 220 кВ. Но единичные отказы выключателей и блочных трансформаторов приводят к потере не одного, как в схеме с единичными блоками, а двух турбоагрегатов. Таким образом, с позиций надежности рассматриваемые схемы не равноценны. Обе схемы идентичны с позиций нормального и ремонтных режимов (см. § 3.7). Перейдем к анализу послеаварийных режимов.

Единичные отказы элементов схем. Единичные отказы генераторных выключателей, блочных трансформаторов и выключателей присоединений 220 кВ приводят в схеме на рис. 4.16, а к потере одного, а в схеме на рис. 4.16, б — двух энергоблоков:

— при отказе в схеме на рис. 4.16, а, допустим, блочного трансформатора $T1$, от сети отключится турбогенератор $G1$, а в схеме на рис. 4.16, б — и $G1$, и $G2$. При этом продолжительность аварийного простоя $G1$ в обеих схемах определится временем восстановления (ремонта) блочного трансформатора $T1$, а турбогенератора $G2$ в схеме на рис. 4.16, б — результирующей длительностью оперативных переключений для локализации отказавшего элемента (вывод в аварийный ремонт $T1$) и восстановления технологического процесса (пуск блока из горячего состояния и набор нагрузки), которую примем на уровне $T_{\text{н}} = 3$ ч.

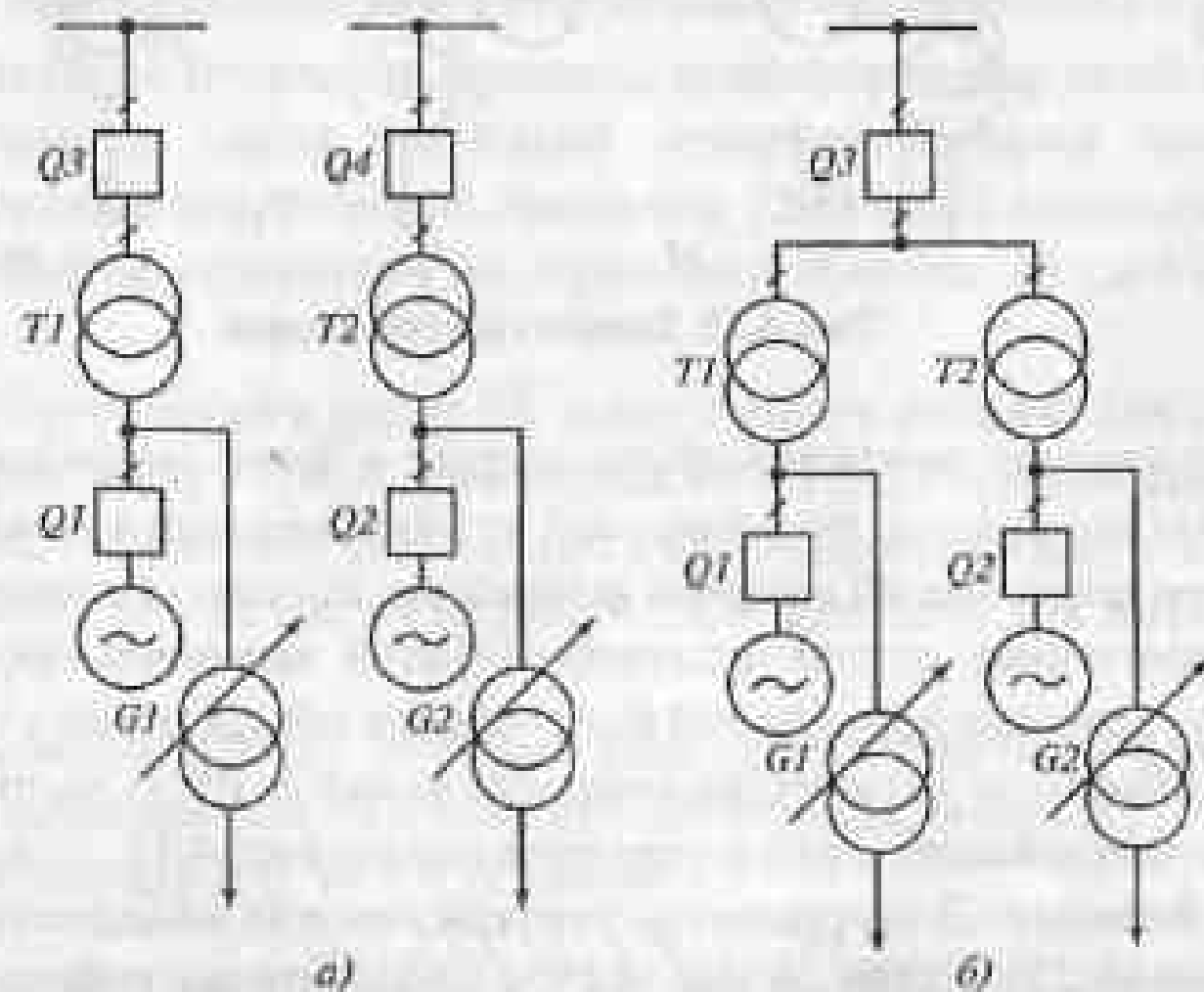


Рис. 4.16. Фрагмент схемы КЭС с единичными (а) и объединенными (б) блоками

— при отказе в схеме на рис. 4.16, а, например, генераторного выключателя $Q1$ от сети отключится $G1$. В схеме на рис. 4.16, б, отказ $Q1$ будет сопровождаться отключением от сети и $G1$, и $G2$. Продолжительность аварийного простоя $G1$ в обеих схемах определится временем восстановления $Q1$, а $G2$ в схеме на рис. 4.16, б — результирующей длительностью $T_{\text{н}} = 3$ ч.

— отказ выключателя присоединения 220 кВ в схеме на рис. 4.16, а вызовет отключение от сети одного, а в схеме на рис. 4.16, б — двух турбоагрегатов. В обеих схемах продолжительность аварийного простоя блоков определится результирующей длительностью $T_{\text{н}} = 3$ ч. Причина в том, что при напряжении 110 кВ и выше схемы коммутации имеют тот или иной способ резервирования выключателей присоединений, например, обходным выключателем и обходной системой шин или коммутацией присоединения двумя и более выключателями.

Таким образом, экономические последствия единичных отказов элементов схем на рис. 4.16 необходимо учесть на временном интервале $T = T_{\text{н}} = 3$ ч, поскольку при $T > T_{\text{н}}$ состояние генерирующих агрегатов в схемах при сопоставимых отказах их элементов будет одинаковым.

Рассмотрим схему рис. 4.16, а. Для нее вероятность аварийного простоя энергоблока из-за единичных отказов элементов схемы согласно (2.17) и положений § 2.6, касающихся последовательно соединенных с позиций надежности элементов,

$$S_a = (\omega_{Q1} + \omega_{Q2} + \omega_{Q3} + \omega_{Q4} + \omega_{T1} + \omega_{T2})T_{\text{н}}/8760 = \\ = (0,04 + 0,04 + 0,15 + 0,15 + 0,02 + 0,02)3/8760 = 1,4 \cdot 10^{-4},$$

где параметр потока отказов трансформаторов взят из табл. 2.9, а выключателей — из табл. 2.10. Согласно § 3.7, все отказы выключателей считаются отказами типа «КЗ в обе стороны», и берется наибольшее значение ω .

При аварийном отключении турбогенератора $\Delta P = P_{\text{бл}} = 300$ МВт, и снижение частоты в системе по (2.31) составит

$$\Delta f = 50 \cdot 300 / (2 \cdot 15\,000) = 0,5 \text{ Гц.}$$

Откуда удельный ущерб из-за снижения частоты (2.33)

$$y_f = 0,007 \cdot 0,5^2 = 1,75 \cdot 10^{-3} \text{ отн. ед/(кВт·ч)}$$

и ущерб (2.32) из-за снижения частоты в системе

$$Y_f = 1,75 \cdot 10^{-3} \cdot 10^{-3} \cdot 15\,000 \cdot 10^3 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 1,4 \cdot 10^{-4} = 32 \text{ тыс. отн. ед.}$$

По (2.37) стационарный ущерб

$$Y_c = 0,7 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-3} \cdot 300 \cdot 10^3 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 1,4 \cdot 10^{-4} = 3 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Результирующие экономические последствия при единичных отказах элементов схемы на рис. 4.16, а составляют

$$Y'_1 = Y_f + Y_c = 32 + 3 = 35 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Для схемы на рис. 4.16, б вероятность аварийного простоя энергоблоков при единичных отказах элементов схемы

$$S_b = (\omega_{Q1} + \omega_{Q2} + \omega_{Q3} + \omega_{T1} + \omega_{T2})T_{\text{н}}/8760 = \\ = (0,04 + 0,04 + 0,15 + 0,02 + 0,02)3/8760 = 9,2 \cdot 10^{-5}.$$

При аварийном отключении от сети генерирующей мощности $\Delta P = 2P_{\text{бл}} = 2 \cdot 300 = 600$ МВт в схеме на рис. 4.16, б по аналогии с ранее выполненными для схемы на рис. 4.16, а расчетами:

$$\Delta f = 50 \cdot 600 / (2 \cdot 15\,000) = 1,0 \text{ Гц;}$$

$$y_f = 0,007 \cdot 1,0^2 = 7,0 \cdot 10^{-3} \text{ отн. ед/(кВт·ч);}$$

$$Y_f = 7,0 \cdot 10^{-3} \cdot 10^{-3} \cdot 15\,000 \cdot 10^3 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 9,2 \cdot 10^{-5} = 85 \text{ тыс. отн. ед.;}$$

$$Y_c = 0,7 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-3} \cdot 600 \cdot 10^3 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 9,2 \cdot 10^{-5} = 3 \text{ тыс. отн. ед.;}$$

$$Y'_1 = 85 + 3 = 88 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Отказы одного элемента схемы во время планового ремонта другого. Допустим, что в схеме коммутации 220 кВ будет использовано резервирование выключателей присоединений посредством

обходного выключателя и обходной системы шин. При плановом ремонте выключателя он подменяется обходным выключателем, и его отказ приведет к аварийному простоя присоединения продолжительностью, зависящей от длительностей аварийно-восстановительных и плановых ремонтов (2.18)–(2.20).

Для выключателя 220 кВ по табл. 2.10 принимаем следующие параметры надежности: $T_n = 40$ ч; $T_{\text{кап}} = 500$ ч; $T_{\text{тек}} = 24$ ч; $\mu_{\text{кап}} = 0,2$ 1/год; $\mu_{\text{тек}} = 2$ 1/год. Так как $T_{\text{кап}} = 500$ ч больше времени восстановления $T_n = 40$ ч, поэтому вероятность (2.18) отказа одного выключателя во время капитального ремонта другого

$$S_{\text{ав1кап2}} = 0,15 \cdot 500 \cdot 40(1 - 40/(2 \cdot 500))/8760^2 = 3,8 \cdot 10^{-5}.$$

Так как длительность текущего ремонта выключателя $T_{\text{тек}} = 24$ ч меньше $T_n = 40$ ч, то по (2.19) вероятность отказа одного выключателя во время текущего ремонта другого

$$S_{\text{ав1тек2}} = 0,5 \cdot 0,15 \cdot 24^2/8760^2 = 5,6 \cdot 10^{-7}.$$

С учетом частоты плановых ремонтов вероятность (2.20) аварийного простоя присоединения 220 кВ при отказе одного выключателя во время планового ремонта другого

$$S_{\text{ав1пл2}} = 0,2 \cdot 3,8 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 5,6 \cdot 10^{-7} = 8,7 \cdot 10^{-6}.$$

С учетом количества рассматриваемых расчетных событий в схеме на рис. 4.16, а (два выключателя 220 кВ, каждый из которых может выводиться в плановый ремонт)

$$S_{(\text{ав1пл2})n} = 2S_{\text{ав1пл2}} = 2 \cdot 8,7 \cdot 10^{-6} = 1,7 \cdot 10^{-5}.$$

При потере присоединения в схеме на рис. 4.16, а, $\Delta P = P_{\text{бл}} = 300$ МВт. Экономические последствия при $\Delta P = P_{\text{бл}} = 300$ МВт рассчитывались ранее при $S_a = 1,4 \cdot 10^{-4}$. Отмеченная вероятность входила множителем в расчетные выражения Y_f и Y_c . В свою очередь $Y'_1 = Y_f + Y_c$. Следовательно, экономические последствия при рассматриваемых событиях можно определить по правилу пропорций, т.е.

$$Y'_2 = Y'_1 S_{(\text{ав1пл2})n}/S_a = 35 \cdot 1,7 \cdot 10^{-5}/(1,4 \cdot 10^{-4}) = 4 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Результирующие экономические последствия из-за ненадежности схемы на рис. 4.16, а составляют

$$Y' = Y'_1 + Y'_2 = 35 + 4 = 39 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Аналогично для схемы на рис. 4.16, б с учетом количества рассматриваемых расчетных событий (один выключатель 220 кВ, который может выводиться в плановый ремонт)

$$S_{(\text{ав1пл2})б} = 1S_{\text{ав1пл2}} = 1 \cdot 8,7 \cdot 10^{-6} = 8,7 \cdot 10^{-6}.$$

$$Y''_2 = Y''_1 S_{(\text{ав1пл2})б}/S_b = 88 \cdot 8,7 \cdot 10^{-6}/(9,2 \cdot 10^{-5}) = 8 \text{ тыс. отн. ед.}$$

$$Y'' = Y''_1 + Y''_2 = 88 + 8 = 96 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Видно, что влияние на затраты отказов одного выключателя во время планового ремонта другого относительно невелико (примерно 10%). Как и следовало ожидать, с позиций надежности схема с объединенными блоками уступает схеме с единичными блоками. Однако в последней из них, по крайней мере, на один выключатель 220 кВ больше. По табл. 9.15. [12] максимальная стоимость выключателя 220 кВ составляет 130 тыс. отн. ед.; затраты на его капитальный ремонт (см. § 2.5) $a = 0,029$, а издержки обслуживания $b = 0,02$.

Далее с использованием (4.24) сравним варианты схемы на рис. 4.16, принимая во внимание отличающиеся друг от друга составные затраты, при расчетном сроке службы электроустановки $n = 30$ лет.

Для варианта на рис. 4.16, а

$$\bar{Z} = 130 + [130(0,029 + 0,02) + 39] \frac{(1 + 0,08)^{30} - 1}{0,08(1 + 0,08)^{30}} = 640 \text{ тыс. отн. ед.}$$

а для схемы на рис. 4.16, б

$$\bar{Z} = 96 \frac{(1 + 0,08)^{30} - 1}{0,08(1 + 0,08)^{30}} = 1080 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Таким образом, по технико-экономическим показателям схема с объединенными блоками в данном случае хуже схемы с единичными блоками. Однако следует учитывать, что при увеличении номинального напряжения сети эффективность объединения энергоблоков растет по причине существенного повышения стоимости выключателей, и особенно при использовании ячеек КРУЭ.

Варианты структурных схем КЭС приведены на рис. 4.17, где количество блоков и (авто)трансформаторов показано условно. Если мощность электростанции выдается на одном повышенном напряжении, то все блоки присоединяются к РУ этого напряжения (рис. 4.17, а). Для двух РУ повышенного напряжения и эффективно заземленных сетей берется схема на рис. 4.17, б. Пожалуй, это наиболее распространенный вариант структурной схемы. Схема на рис. 4.17, в применяется гораздо реже. Это связано с эффективностью использования номинальной мощности автотрансформаторов (см. пояснения к схеме на рис. 4.15, д). Схема на рис. 4.17, г может применяться [4.3], если мощность, выдаваемая на среднем напряжении, будет меньше 15–20% мощности генератора.

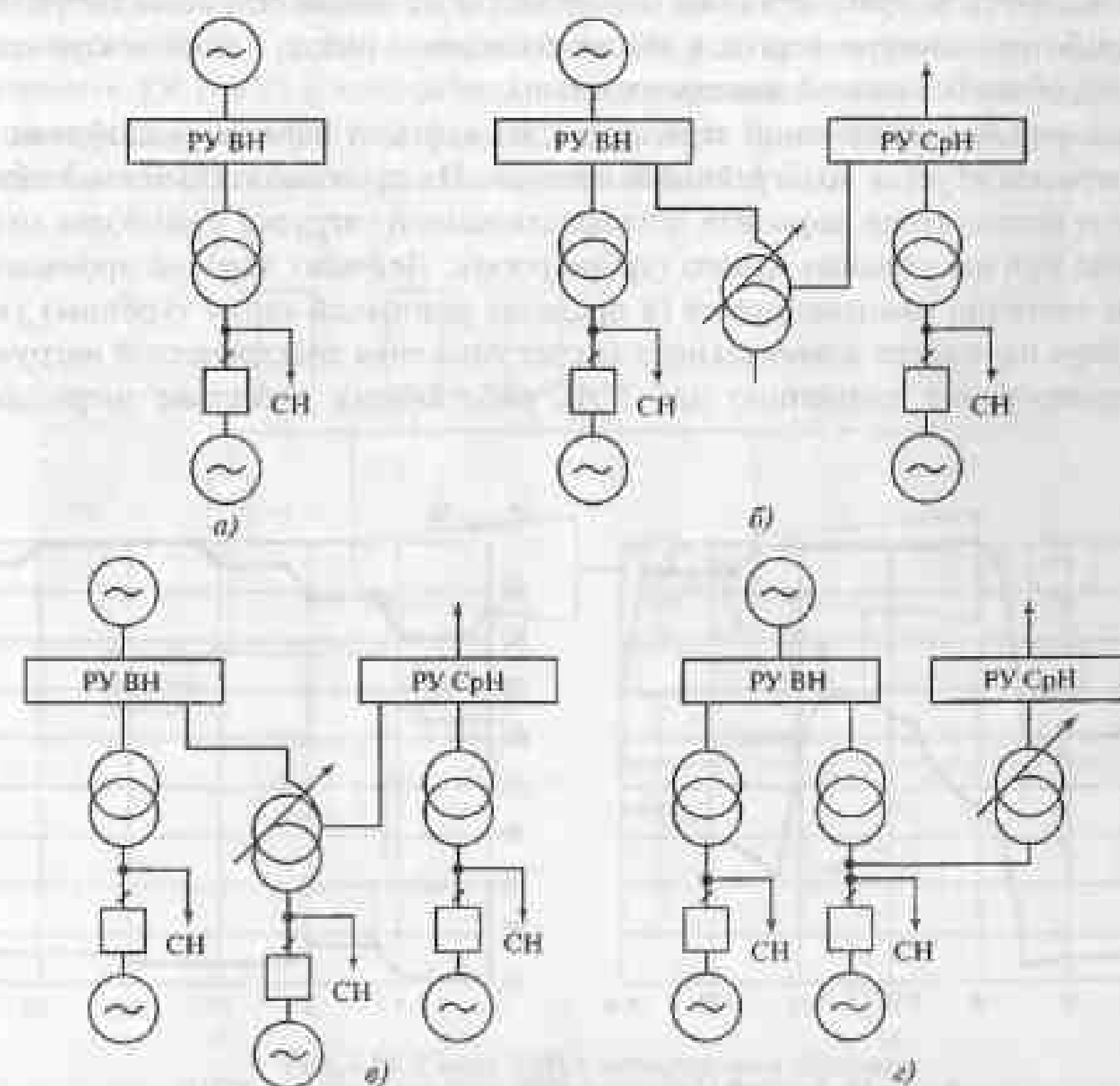


Рис. 4.17. Варианты структурных схем КЭС

При выборе структурных схем КЭС следует учитывать, что энергоблоки обладают низкой маневренностью. Прогрев, разворот, синхронизация и набор нагрузки агрегатами происходит в течение 3—12 ч, в том числе набор нагрузки после синхронизации — 0,5—1,5 ч. Кроме того, необходимо учитывать наименьшую допускаемую нагрузку энергоблока (технологический минимум). Она определяется устойчивостью горения факела в топке котла и составляет от 30 (газотурбинные блоки) до 65 % (пылеугольные) номинальной мощности блока.

4.3. Структурные схемы ТЭЦ

Теплоэлектроцентрали строят вблизи потребителей производственного пара и теплофикационной нагрузки. Производственный пар передается на расстояние до 10 км, горячая вода для теплофикации — до 35 км. Графики нагрузки агрегатов ТЭЦ зависят от характера теплового потребителя. На рис. 4.18 приведены реальные суточные графики нагрузки ТЭЦ с теплофикационными турбинами Т-250/300-240. Как видно, зимний электрический (рис. 4.18, а) и тепловой (рис. 4.18, б) графики совпадают. Поэтому исходными данными при выборе количества и мощности турбогенераторов ТЭЦ являются графики их нагрузки на тепловом потреблении. Тепловая нагрузка в летний период (рис. 4.18, б) снижается на порядок, и турбоагрегаты переводятся в смешанный режим. Здесь нагрузка агрегатов определяется не только тепловым потреблением, но и выработкой электроэнергии в конденсационном цикле. Теплоэлектроцентрали, как и КЭС, обладают низкой маневренностью.

При аварийном отключении агрегатов ТЭЦ дефицит пара на теплофикационные отборы компенсируется водогрейными котлами. Их производительность выбирается из условия восполнения дефицита теплофикационной нагрузки в наиболее холодный месяц года при отключении одного турбоагрегата. Дефицит паровой промышленной нагрузки частично компенсируется (в пределах режимной карты турбины) увеличением отбора пара сверх номинального за счет снижения электрической нагрузки. Такое резервирование применимо для ТЭЦ, работающих в составе энергосистемы.

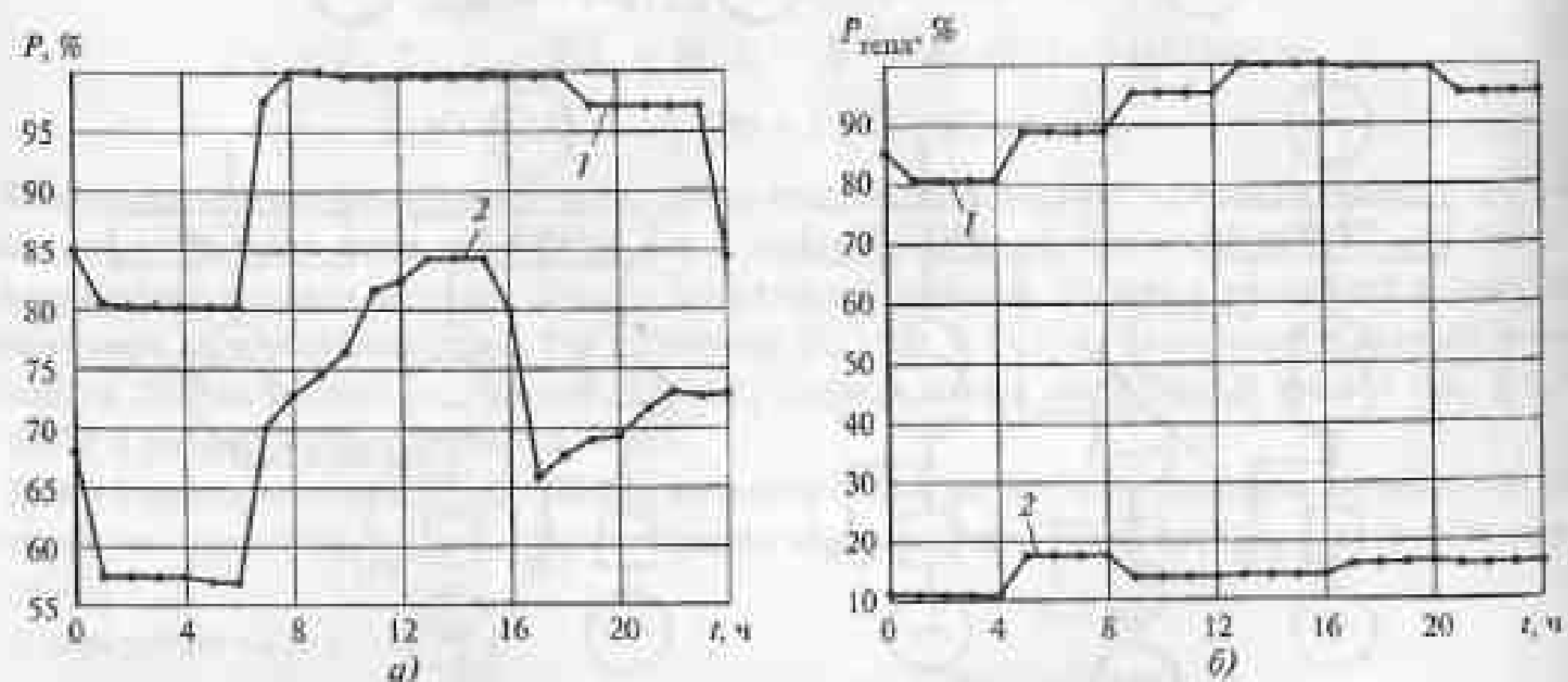


Рис. 4.18. Зимний (1) и летний (2) графики нагрузки ТЭЦ:
а — электрическая нагрузка; б — тепловая нагрузка

Остальная часть недостающего пара восполняется редукционно-охлаждающей установкой (РОУ). Ее мощность выбирается не менее мощности промышленного отбора пара одной турбины.

Таким образом, к надежности теплоснабжения потребителей предъявляются жесткие требования. Принятые способы и объемы резервирования тепловой нагрузки свидетельствуют, что при обосновании и выборе структурных схем ТЭЦ в расчетных послеаварийных режимах (§ 3.7) не должно теряться свыше одного наиболее крупного турбоагрегата. По этой причине на ТЭЦ практически не используется укрупнение или объединение агрегатов при их подключении к РУ повышенного напряжения. Эти требования должны выполняться при $n-1$ (единичный отказ элемента). Естественное снижение теплофикационной нагрузки (рис. 4.18, б) позволяет сохранить полное теплоснабжение потребителей и при $n-2$ (отказ одного элемента во время планового ремонта другого) за счет введения ограничений на сезонное время проведения плановых ремонтов оборудования.

Одним из определяющих факторов при выборе структурной схемы ТЭЦ является уровень тока КЗ. Если он не превышает номинальные токи выключателей, то возможно создание поперечной связи генераторного напряжения (рис. 4.19). На таких электростанциях котлы работают на общий паропровод, а турбогенераторы — на общие шины, от которых обеспечивается электроснабжение местной нагрузки (НГ) на напряжении 6—10 кВ в радиусе до 3—10 км. По условию ограничения токов КЗ к генераторному РУ (ГРУ) с поперечной связью подключается не более двух турбогенераторов мощностью 100 МВт и четырех 60 МВт. Другие агрегаты присоединяются по схеме блока к РУ повышенных напряжений (рис. 4.20).

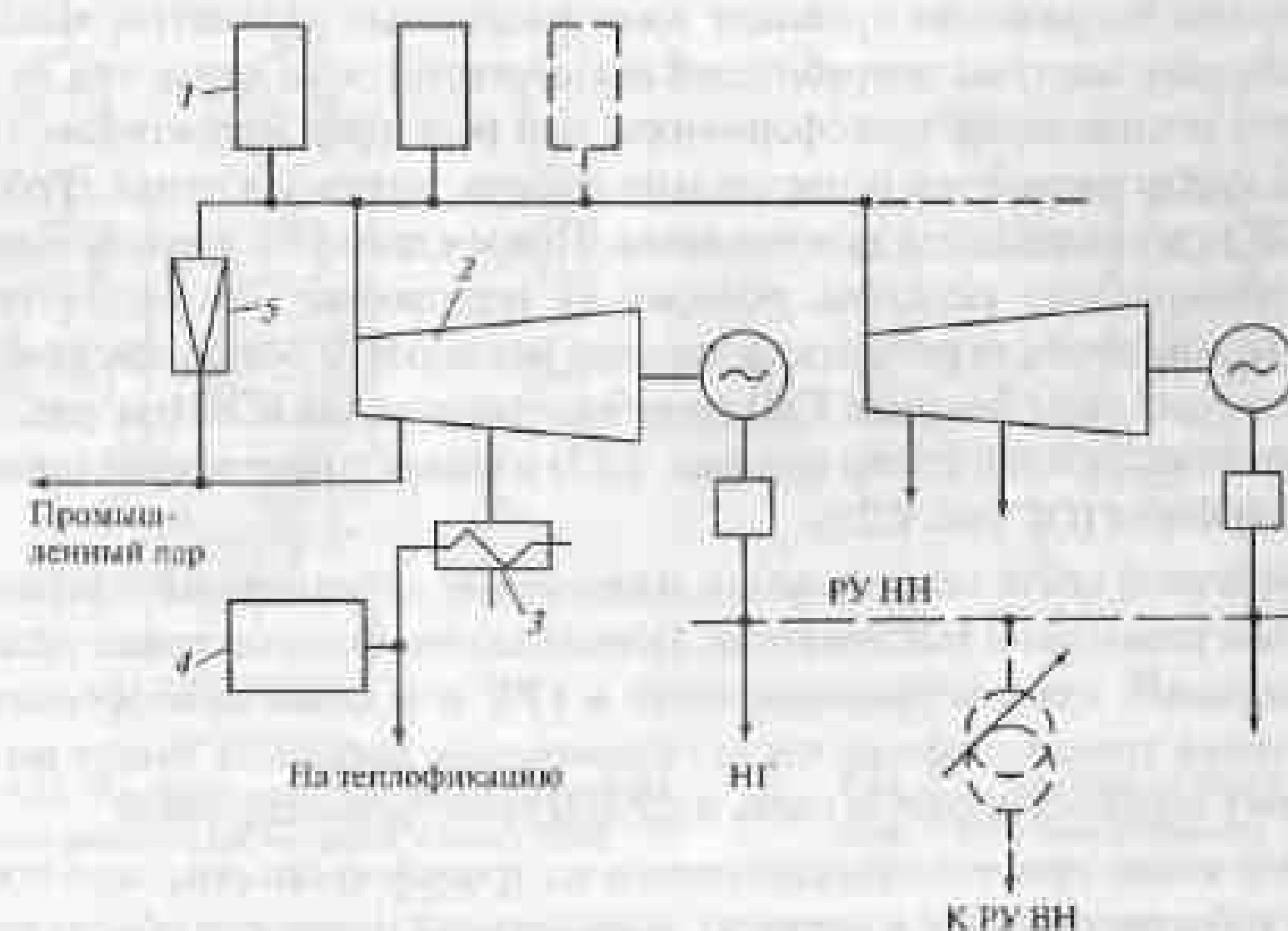


Рис. 4.19. Схема ТЭЦ с поперечными связями:
1 — котел; 2 — турбина; 3 — сетевой подогреватель; 4 — водогрейный котел; 5 — РОУ;
НГ — местная нагрузка

Возможные варианты структурных схем ТЭЦ с поперечными связями изображены на рис. 4.21, где количество турбоагрегатов и (авто)трансформаторов показано условно. Если мощность электростанции выдается на одном повышенном напряжении, то все трансформаторы связи присоединяются к РУ этого напряжения (рис. 4.21, а). С позиций обеспечения надежности схем в нормальном и ремонтных режимах (см. § 3.7) предусматривается не менее двух трансформаторов связи. Их загрузка может быть реверсивной. Например, баланс мощности на шинах электростанции складывается так, что в нормальном режиме имеет место выдача мощности в систему, а при простое одного из генерирующих агрегатов поток мощности меняет направление на противоположное. Поэтому трансформаторы связи на ТЭЦ оснащены устройствами РПН.

Для двух РУ повышенного напряжения и эффективно заземленных сетей допустимо учесть схему на рис. 4.21, б. Но здесь необходимо принимать во внимание существенное ограничение, рассмотренное в § 4.1 и 4.2. Схема на рис. 4.21, в может применяться [4.3], если мощность, выдаваемая на среднем напряжении, не будет превышать 15 % мощности турбогенератора.

При выборе структурной схемы ТЭЦ с поперечными связями учитывается более высокий, по сравнению с блочными электростанциями, диапазон регулирования нагрузки. Наличие общего паропровода, связывающего котлы, позволяет гибко распределять ее между ними. В результате наименьшая, допускаемая, продолжительная нагрузка определяется не котлом (см. § 4.2), а турбиной (температурным режимом ее «хвостовой» части) и составляет 20 % номинальной мощности последней.

Структурную схему ТЭЦ можно создать, используя блочный принцип построения (рис. 4.22). Такое решение является единственным для электростанций с блоками мощностью более 100 МВт. Здесь токи КЗ даже при наличии секционных реакторов на генераторном напряжении превысят коммутационные параметры выключателей. Электроснабжение местных потребителей осуществляется не менее чем от двух генераторов через понижающие трансформаторы или реакторы. Вероятность аварийного отключения турбогенераторов относительно высока, поэтому в цепях турбогенераторов $G1$ и $G2$ устанавливаются выключатели. Повреждаемость трансформаторов или реакторов сравнительно невелика, поэтому их подключают без выключателей, используя разъединители или ремонтные шинные накладки. В остальных свойствах вариантов структурных схем блочных ТЭЦ подобны таковым для КЭС (см. рис. 4.17). Рассмотрим различия блочной схемы (см. рис. 4.22) и схемы с поперечной связью генераторного напряжения (см. рис. 4.20).

При поперечной связи генераторного напряжения дополнительно устанавливаются секционные реакторы и выключатели. Последние необходимо также устанавливать на присоединениях трансформаторов связи к ГРУ и в цепях трансформаторов СН. При отключении трансформатора связи генерируемая мощность может выдаваться в энергосистему через поперечную связь и другой трансформатор связи.

В блочной схеме при отключении одного из трансформаторов, допустим $T1$ (см. рис. 4.22), турбогенератор $G1$ в пределах номинальной мощности обеспечит электроснабжение местного потребителя. Остальная часть тепловой нагрузки будет восполнена за счет турбогенератора $G2$. В общем случае в этом режиме может возникнуть ограничение на выдачу мощности турбогенератором $G1$

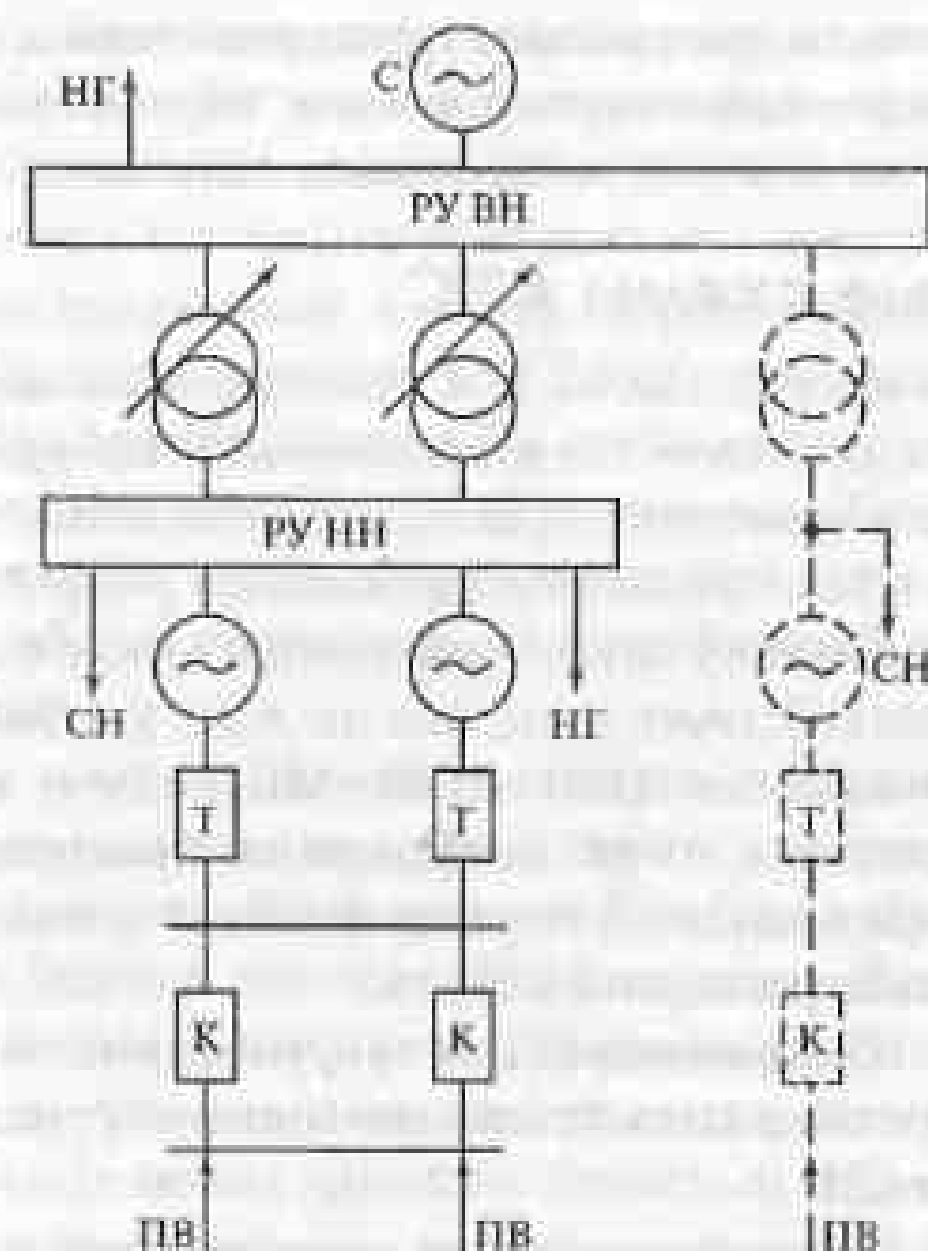


Рис. 4.20. Структурная схема ТЭЦ:
С — система; К — котел; Т — турбина;
ПВ — питающая вода

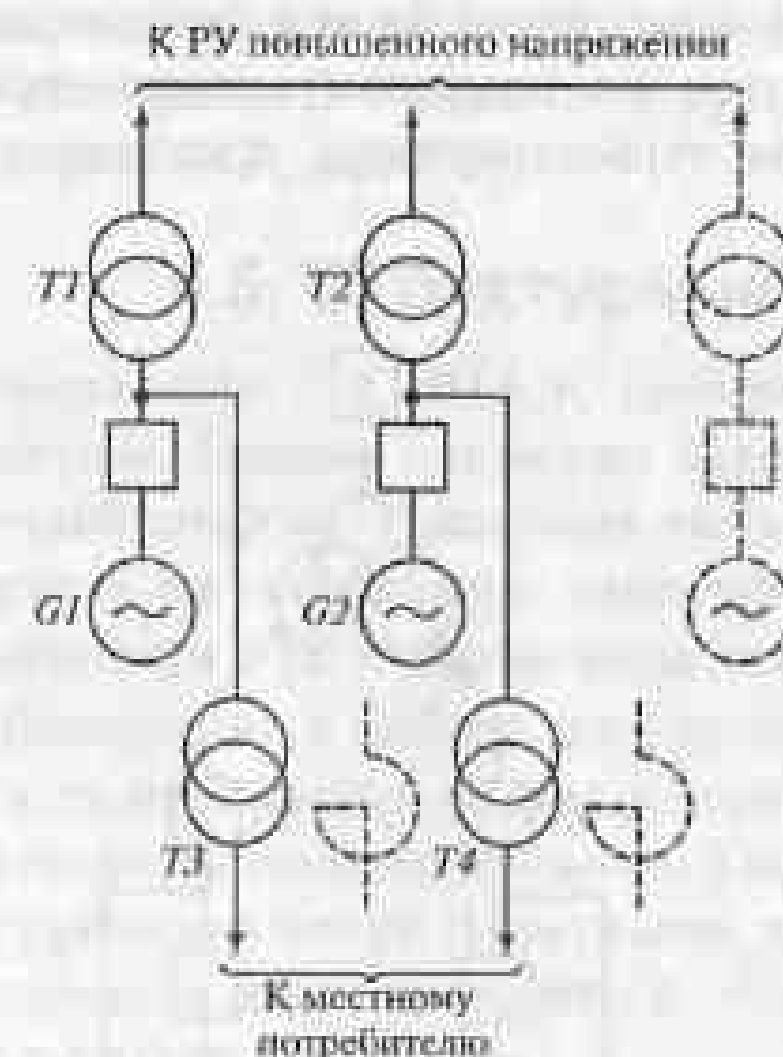


Рис. 4.22. Иллюстрация блочного принципа построения структурной схемы ТЭЦ

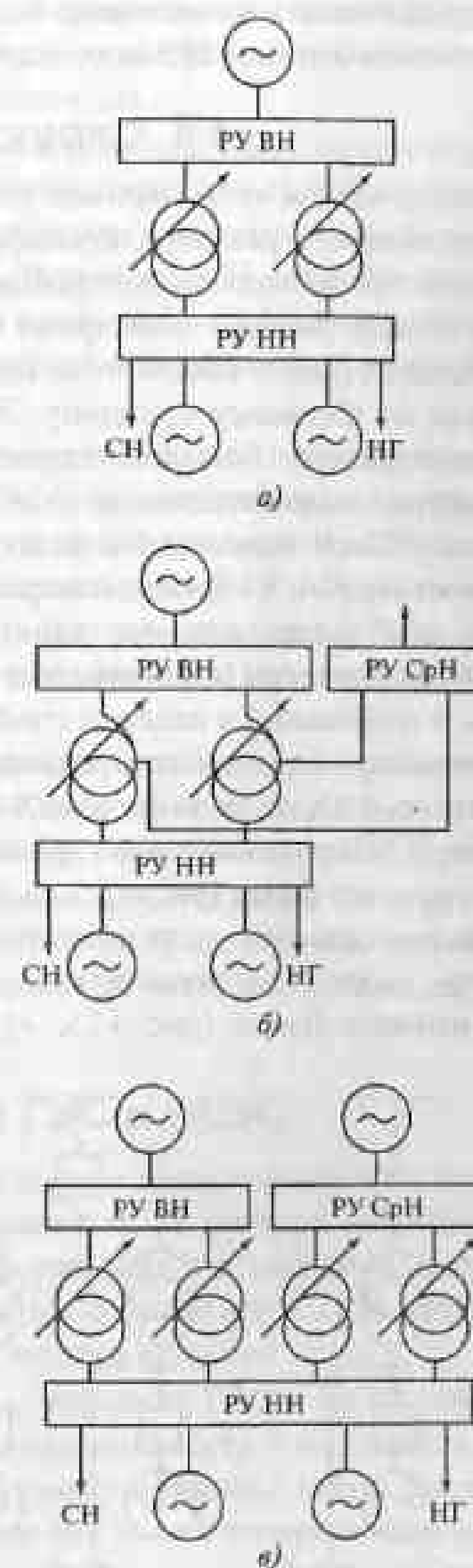


Рис. 4.21. Варианты структурных схем ТЭЦ с поперечными связями

$$\Delta P = P_{\text{тепл}} - P_{\text{бл.ном}} - P_{\text{лп}} - P_{\text{СН}}, \quad (4.27)$$

где $P_{\text{тепл}}$ — суммарная нагрузка агрегатов по тепловому графику; $P_{\text{бл.ном}}$ — номинальная мощность блока; $P_{\text{лп}}$ — мощность местного потребителя; $P_{\text{СН}}$ — мощность СН.

Таким образом, при прочих равных условиях при выборе структурной схемы ТЭЦ следует принимать во внимание более низкую надежность и худшие эксплуатационные качества блочной схемы по сравнению со схемой с поперечными связями.

4.4. Структурные схемы АЭС

Электрическая часть атомной электростанции подобна КЭС, отличаясь от нее наличием атомного реактора, специфическим составом теплотехнического оборудования, а так же повышенными требованиями к надежности работы оборудования, контролю и поддержанию санитарных норм и к безопасности обслуживания [4.4]. Атомные электростанции работают по конденсационному циклу и их электрические схемы строятся по блочному принципу. Этому способствует и то, что на АЭС устанавливаются агрегаты большой единичной мощности (200—1000 МВт). Вся электроэнергия, вырабатываемая АЭС, выдается в сети повышенных напряжений (обычно 220 кВ и выше). На долю АЭС приходится 10 % установленной мощности электростанций и 15 % общей выработки электроэнергии в стране.

На АЭС устанавливают единичные, объединенные или укрупненные блоки (рис. 4.23). С учетом (4.25) принимаемое решение здесь во многом зависит от типа реактора и требований к надежности питания СН.

Генераторы соединяют с повышающими трансформаторами по схеме единичного блока (рис. 4.23, а), если на один ядерный реактор приходится один турбогенератор. Если на АЭС применяют два турбогенератора на один реактор, то используется схема объединенного блока (рис. 4.23, б). Эффективность такого решения достаточно высока, так как основная доля непреднамеренных отключений блоков приходится не на электро-, а на теплотехническую часть. По тем же причинам применяется схема укрупненного блока (рис. 4.23, в), когда два турбогенератора присоединяются к

одному блочному трансформатору с расщепленной обмоткой низшего напряжения. В ряде случаев, на таком блоке устанавливаются два последовательно включенных генераторных выключателя $Q2—Q5$. Рабочие трансформаторы СН присоединяются между ними. Это повышает надежность электроснабжения СН.

При отключении в схеме на рис. 4.23, в турбогенератора $G1(G2)$ выключателем $Q4(Q5)$, трансформатор СН $T2(T3)$ продолжает работать через блочный трансформатор. При повреждениях в РУ повышенного напряжения или в блочном трансформаторе, выключатели $Q1—Q3$ отключаются. Здесь трансформаторы СН остаются присоединенными к турбогенераторам и используют энергию их выбега для электроснабжения наиболее ответственных потребителей, участвующих в расхолаживании ядерного реактора.

Как и тепловые электростанции, АЭС плохо маневренны и мало приспособлены к переменным режимам. В частности, время восстановления технологического процесса в 1,5—2 раза более высокое (см. § 2.6). Их наиболее предпочтительно эксплуатировать в базовой части графика нагрузки. Резко переменные режимы АЭС негативно сказываются на состоянии оборудования. Возникают термические напряжения, в том числе в тепловыделяющих элементах, стимулируя образование в них микротрещин, что в итоге может привести к тяжелым последствиям.

В отличие от котельных агрегатов (см. § 4.2) ядерные реакторы могут работать на низких уровнях мощности, вплоть до нагрузки СН. Таким образом, технологический минимум энергоблоков АЭС определяется допустимыми режимами паровых турбин.

При формировании схем электрических соединений АЭС, включая их структурные схемы, необходимо учитывать, что надежность должна превалировать над всеми другими факторами. В остальном структурные схемы АЭС подобны схемам, приведенным на рис. 4.17 для КЭС.

4.5. Структурные схемы ГЭС и ГАЭС

Местоположение ГЭС и ГАЭС выбирается по условиям рационального использования водотока. Водные источники находятся на удалении от центров потребления электрической энергии, и основная часть мощности этих электростанций выдается в энергосистему на повышенном напряжении. На их долю приходится 21 % установленной мощности и 18 % общей выработки электроэнергии в стране.

При обосновании и выборе схем электрических соединений ГЭС и ГАЭС следует учитывать их переменный режим работы, высокую маневренность и относительную простоту технологического процесса. Так, разворот, синхронизация и набор нагрузки занимает несколько минут. В частности, время набора 100 %-ной нагрузки гидроагрегата из состояния покоя занимает 10—60 с. Ограничения ее технологического минимума отсутствуют.

На рис. 4.24 приведены фактические суточные графики нагрузки крупной ГАЭС. На ней установлено шесть агрегатов мощностью 200 (генераторный режим)/220 (насосный) МВт. Среднемесячное количество пусков в режиме генератора составляет 170, в насосном режиме — 140, в режиме синхронного компенсатора — 27 [4.5].

Технологическая часть ГЭС и ГАЭС проектируется на всю расчетную мощность водотока и их дальнейшее расширение не предусматривается. Они имеют ограничен-

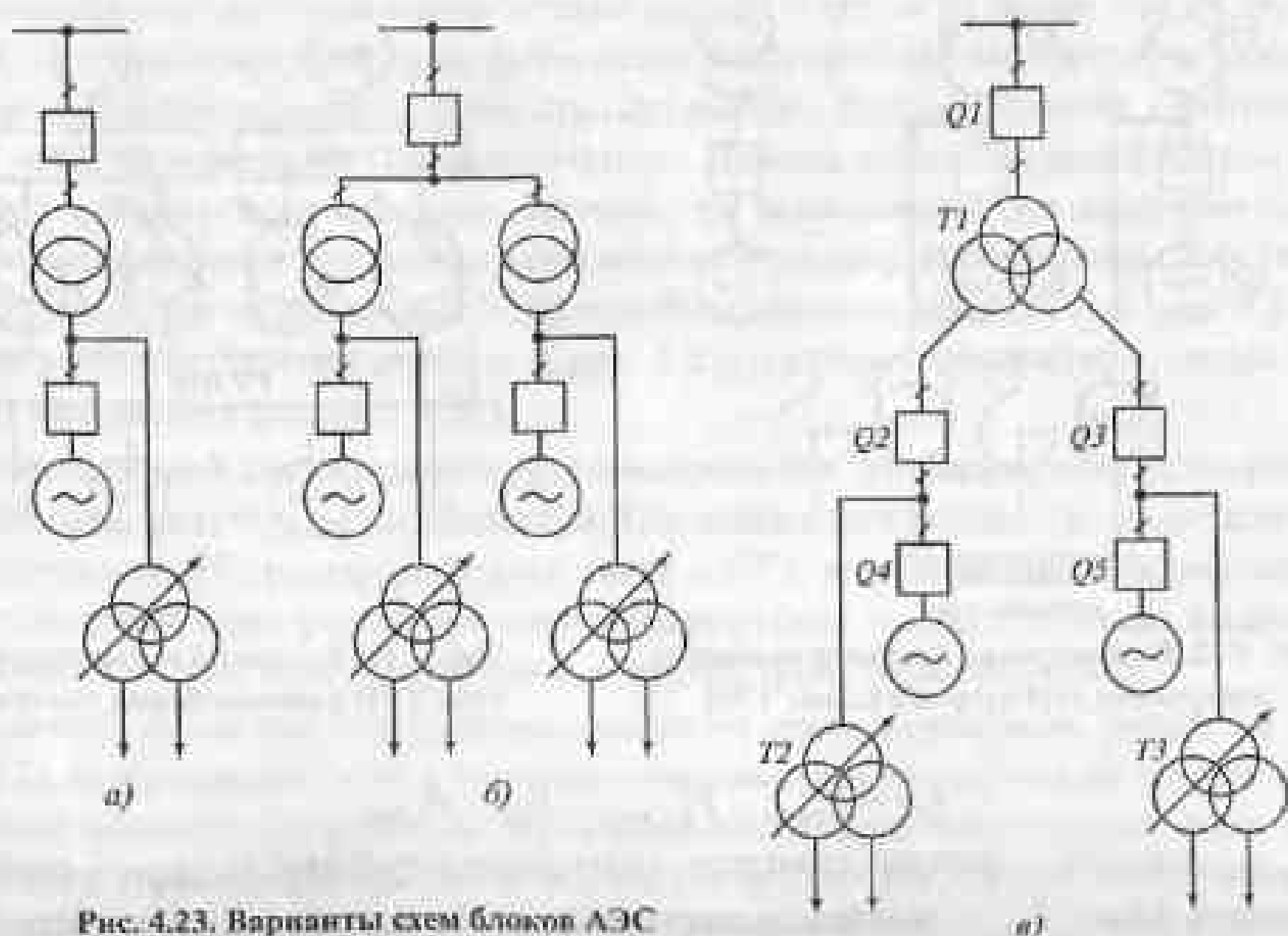


Рис. 4.23. Варианты схем блоков АЭС

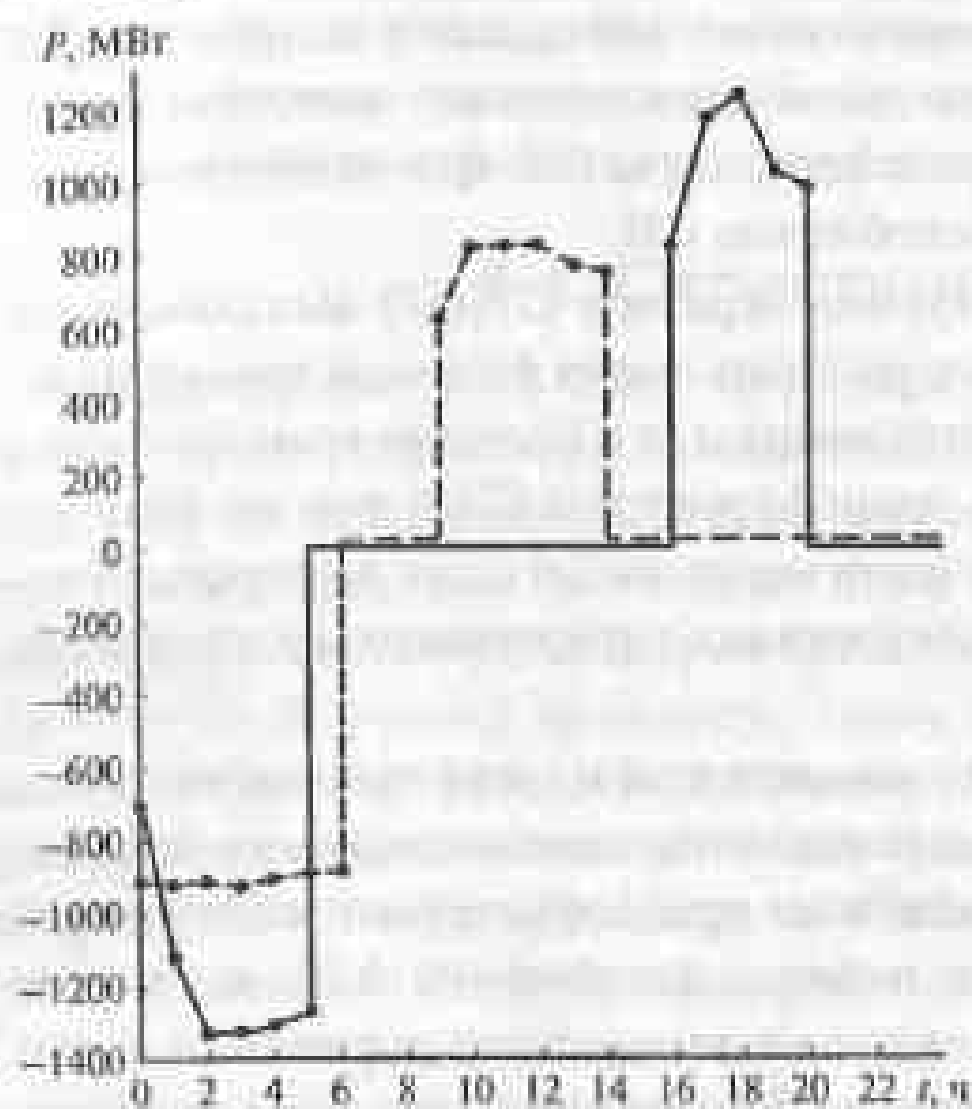


Рис. 4.24. Суточные графики нагрузки ГАЭС (положительная область — генераторный режим, отрицательная — двигательный)

ные площади в приплотинных зданиях, что вынуждает располагать РУ высокого напряжения на расстоянии нескольких километров от них.

Структурные схемы ГЭС и ГАЭС формируют по блочному принципу. Распределительные устройства генераторного напряжения встречаются редко и лишь на малых ГЭС. Высокая маневренность и переменный режим работы ГЭС и ГАЭС обусловили широкое применение укрупненных и объединенных блоков. На рис. 4.25 изображены блоки действующих электростанций. Мощность укрупненного или объединенного блока достигает 1000 МВт и более и ограничивается критерием (4.25). На рис. 4.25, а, з — приведены схемы блоков ГЭС, а на рис. 4.25, б и в — ГАЭС. Их схемы даны для двухмашинных обратимых агрегатов, где в числителе дана мощность в генераторном режиме, а в знаменателе — в насосном. Переход от генераторного режима к насосному и наоборот осуществляется сменой направления вращения вала гидроагрегата. Это создается двумя реверсивными разъединителями (рис. 4.25, б) или выключателями (рис. 4.25, в), изменяющими чередование фаз. На рис. 4.25, е и ж два гидрогенератора подключены к одному выключателю. В этом случае необходима их групповая синхронизация.

На малых ГЭС возможна [2.5] установка одного блока на электростанцию, если допустимо аварийное отключение и останов всех гидроагрегатов по режиму работы гидротехнических сооружений и экономической оправданности слива воды через водосброс во время замены поврежденного оборудования.

Технико-экономическая эффективность объединения блоков ГЭС и ГАЭС оценивается по методике, приведенной в § 4.2 (см. Пример 4.4). При этом экономические последствия при единичных отказах оборудования определяются не по результирующей длительности оперативных переключений и восстановления технологического процесса на электростанции, а по времени, отводимому на оперативные переключения в схеме (§ 2.6). То же учитывается при анализе целесообразности укрупнения блоков, но лишь в части, касающейся отказов выключателей. По остальным позициям структурные схемы ГЭС и ГАЭС подобны схемам, приведенным на рис. 4.17 для КЭС.

Преобладание в структуре генерирующих мощностей ГЭС и АЭС обостряет проблему покрытия пиковых нагрузок и прохождения ночных периодов со сниженным электропотреблением. Один из способов разрешения этой проблемы — строительство крупных ГАЭС. Они являются пиковыми электростанциями во время максимума нагрузки в энергосистеме и потребителями-регуляторами, способными в ночной период потреблять избыточную электроэнергию.

Преобладание в структуре генерирующих мощностей ГЭС и АЭС обостряет проблему покрытия пиковых нагрузок и прохождения ночных периодов со сниженным электропотреблением. Один из способов разрешения этой проблемы — строительство крупных ГАЭС. Они являются пиковыми электростанциями во время максимума нагрузки в энергосистеме и потребителями-регуляторами, способными в ночной период потреблять избыточную электроэнергию.

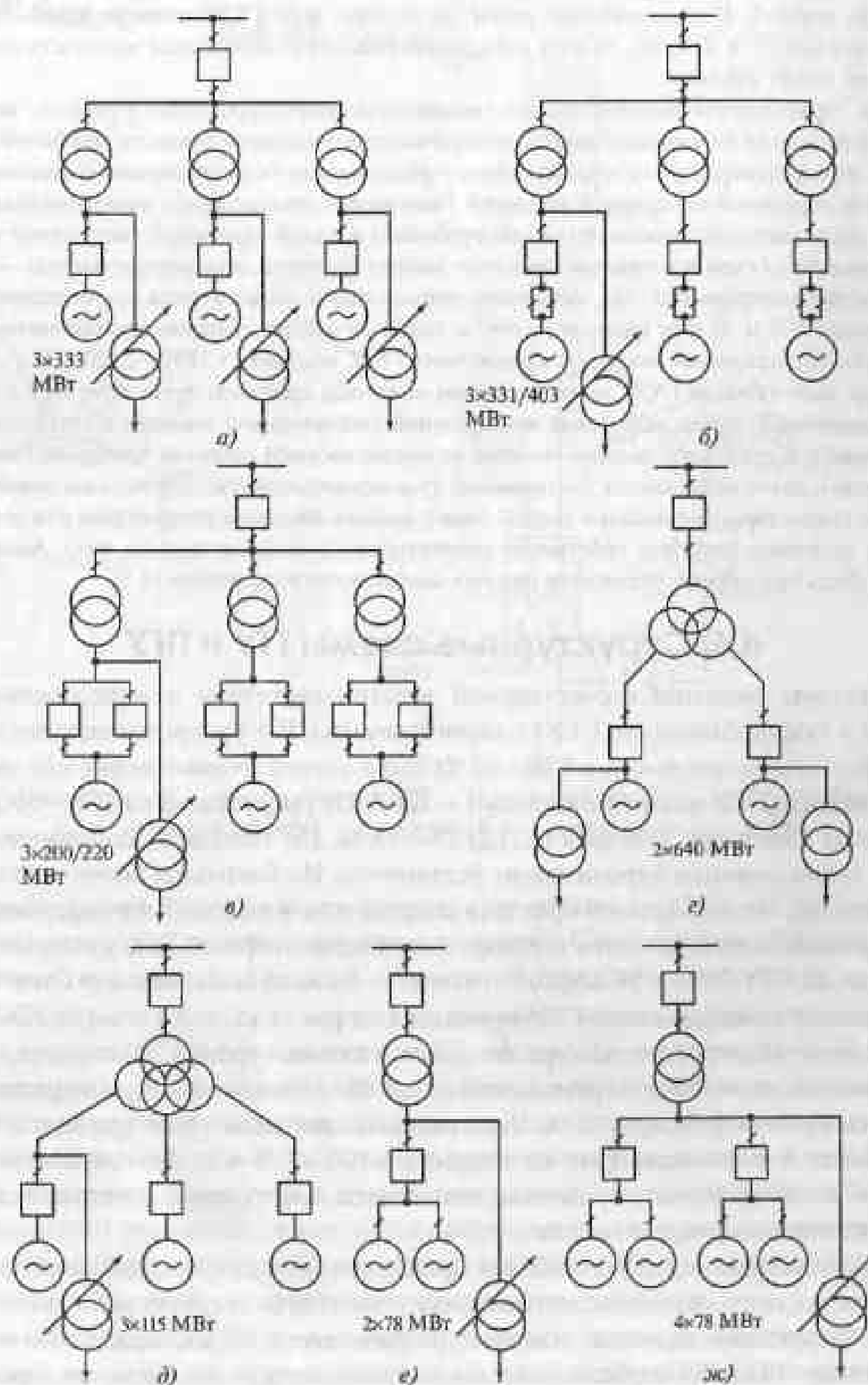


Рис. 4.25. Варианты схем блоков ГЭС и ГАЭС

В региональной энергосистеме ОАО «Мосэнерго» эксплуатируется единственная в России Загорская ГАЭС. На ней установлено шесть двухмашинных обратимых агрегатов мощностью 200/220 МВт каждый. В промышленно развитых странах доля ГАЭС заметно выше. В Италии, США, Франции, ФРГ и Японии, их счет идет на десятки, а установленная мощность исчисляется десятками тысяч мегаватт.

На ГАЭС применяются различные схемы компоновки насосотурбинных агрегатов: четырехмашинная с раздельными гидравлическими и электрическими машинами (насосом, турбиной, электродвигателем и гидрогенератором); трехмашинная с раздельными гидромашинами (насосом и турбиной) и одной обратимой синхронной машиной (двигатель—генератором); двухмашинная с одной обратимой гидравлической машиной (насосо-турбиной) и одной обратимой синхронной машиной. Области применения схем компоновки зависят от многих факторов, но в первую очередь — от напора и требуемой маневренности. Так, четырехмашинные схемы используются при больших напорах, превышающих 1000 м. В зоне напоров до 600 м наиболее распространены двухмашинные обратимые агрегаты. Установленная мощность крупнейших ГАЭС составляет 1800—2100 МВт.

При всем многообразии ГАЭС выделяются два основных принципа пуска агрегатов в насосный режим: асинхронный, путем включения неподвижной электрической машины в сеть; синхронный (или частотный), когда агрегат разворачивается до подсинхронной скорости вращения, синхронизируется с сетью и далее нагружается. Синхронный пуск осуществляется: статическим преобразователем частоты (тиристорным пусковым устройством); вспомогательным генератором или электродвигателем; от соседнего агрегата; собственно гидротурбиной; возбудителем на валу. Асинхронный пуск может быть при прямом включении или при пониженном напряжении [4.5].

4.6. Структурные схемы ГТУ и ПГУ

Перспективы развития отечественной электроэнергетики в определенной мере связывают с газотурбинными (ГТУ) и парогазовыми (ПГУ) энергетическими установками [4.6].

Современные ГТУ имеют мощность 1—180 МВт (за рубежом до 280—330 МВт) и коэффициент полезного действия (КПД) 28—38%. По тепловой экономичности они уступают традиционным паросиловым установкам. Но благодаря более низким капиталовложениям, относительной простоте сооружения и высокой маневренности ГТУ широко применяются в качестве пиковых источников энергии. Так, удельные капиталовложения на ГТУ 300—350 долл/кВт, что в 3—5 раз меньше, чем для блоков КЭС.

Упрощенная тепловая схема ГТУ приведена на рис. 4.26, а. Ее основными элементами являются: компрессор, камера сгорания, газовая турбина. Компрессор служит для повышения давления и перемещения газов. На объектах электроэнергетики применяют осевые компрессоры. Они обеспечивают сжатие воздуха (рабочего тела) до 2 МПа и более и перемещают его со скоростью 100—170 м/с. Это происходит благодаря силовому воздействию вращающихся лопаток компрессора и потока газа. Далее воздух поступает в камеру сгорания.

Камеры сгорания предназначены для преобразования химической энергии газообразного или жидкого органического топлива в тепловую энергию рабочего тела. Перед газовой турбиной заданная температура рабочего тела достигает 1100—1300 °С (за рубежом до 1430 °С) и обеспечивается подачей воздуха в количестве, превышающем необходимое для полного сгорания топлива.

Газовая турбина преобразует энергию горячих газов во вращающий момент на валу; 60—70% этой энергии потребляется компрессором, а оставшаяся часть приводит во вращение синхронный генератор. В ряде случаев расход воздуха через компрессор

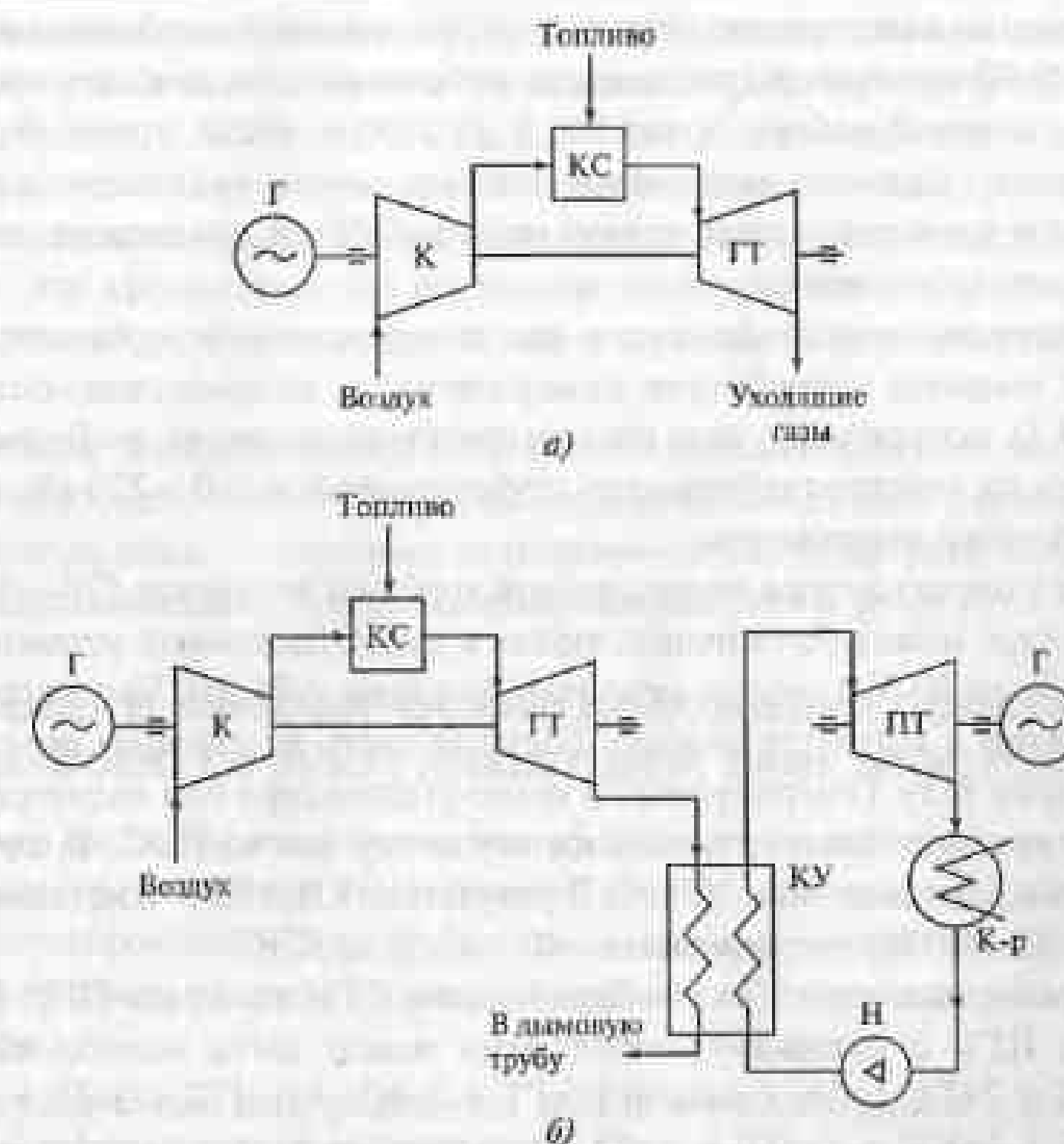


Рис. 4.26. Упрощенные тепловые схемы ГТУ (а) и ПГУ с котлом-утилизатором (б): К — компрессор; КС — камера сгорания; ГТ — газовая турбина; ПТ — паровая турбина; КУ — котел-утилизатор; Г — генератор; К-р — конденсатор; Н — насос

увеличивают за счет повышения его скорости вращения до 5000—10 000 об/мин. В этом случае генератор подключают через редуктор. Современные ГТУ выполняют, как правило, с одним валом и единым приводом компрессора и генератора.

Пуск ГТУ осуществляется от внешнего источника энергии, пускового устройства. До начала вращения ГТУ невозможно зажечь топливо в камере сгорания. При малой скорости вращения создаваемый газовой турбиной вращающий момент меньше момента, необходимого для вращения компрессора. При определенной скорости вращения механические моменты компрессора и турбины выравниваются, и только после этого отключается пусковое устройство. В этом случае, как и для агрегатов ГАЭС (см. § 4.5), используют различные, в том числе сходные способы пуска, например от вспомогательного электродвигателя. Современные крупные ГТУ пускают от статического преобразователя частоты — тиристорного пускового устройства.

Пусковые операции с ГТУ практически полностью автоматизированы; время с момента подачи команды на запуск до выхода на номинальную мощность занимает до 10—20 мин. При аварийных ситуациях в энергосистеме осуществляются быстрый — менее чем за 5 мин — пуск и нагружение ГТУ.

Структурные схемы пиковых газотурбинных электростанций, с учетом их высокой маневренности, следует формировать аналогично структурным схемам ГЭС и ГАЭС

(см. § 4.5), а именно использовать схемы с укрупнением или объединением блоков. (По ГОСТ 29328-92 пиковая энергетическая установка должна иметь следующие годовые показатели: время работы более 500 и до 2000 ч, число пусков более 200 и до 500 включительно.) Сравнительно невысокая единичная мощность агрегатов ГТУ свидетельствует о достаточности напряжения 110—220 кВ для выдачи мощности рассматриваемых электростанций.

Если в непосредственной близости от электростанции мощностью до 50—100 МВт с ГТУ имеются потребители электроэнергии, то приемлемо создание, как и на ТЭЦ (см. § 4.3), поперечной связи генераторного напряжения, но более рациональным оказывается их электроснабжение от глубоких вводов 110—220 кВ, а не от тяжелых РУ генераторного напряжения.

Температура уходящих газов после газовой турбины достигает 520—560 °С. Энергия уходящих газов может быть использована в утилизационных установках различного типа, например ПГУ с котлом-утилизатором (рис. 4.26, б). Уходящие газы после турбины поступают в котел-утилизатор. Большая часть их теплоты передается пароводяному рабочему телу. Генерируемый в котле-утилизаторе пар подается на паровую турбину, т.е. по традиционному теплосиловому циклу, как на КЭС. За счет этого уходящие газы охлаждаются до 80—130 °С. В результате КПД ПГУ с котлами-утилизаторами достигает 55—60 %, по сравнению с 40—42 % на КЭС.

Возможны различные способы комбинирования ГТУ в составе ПГУ. В частности, тепловая схема ПГУ с котлами-утилизаторами может быть моноблочной (1×ГТ + 1×КУ + 1×ПТ + 2×Г), дубли-блочной (2×ГТ + 2×КУ + 1×ПТ + 3×Г) и даже триблочной (3×ГТ + 3×КУ + 1×ПТ + 4×Г). В настоящее время распространена схема дубли-блока. В ней мощность газовых турбин достигает 60—65 % общей мощности ПГУ, составляющей 80—450 МВт.

Наличие паросилового цикла снижает маневренность ПГУ, приближая ее к маневренности КЭС (см. § 4.2). Например, пуск ПГУ по схеме дубли-блока из горячего состояния продолжается 50—60 мин. Здесь разворот обеих газовых турбин в автономном режиме происходит в течение 10—15 мин. Время от начала пуска газовых турбин до синхронизации генератора паровой турбины занимает 30 мин, еще 20—30 мин необходимы для набора полной мощности энергетической установки. Нагрузку паровой и газовых турбин ведется одновременно.

Парогазовые установки должны допускать сброс до нижнего предела регулируемого диапазона, равного 50 % номинальной мощности с любой более высокой предварительной нагрузки. Рекомендуемый технологический минимум, %, в зависимости от тепловой схемы ПГУ приведен ниже:

1×ГТ + 1×ПТ	2×ГТ + 1×ПТ	3×ГТ + 1×ПТ
50	25	17

Так же в схеме дубли-блока при вынужденном останове паровой турбины он полностью останавливается. В исходном номинальном режиме при отключении одной газовой турбины, гасится соответствующий котел-утилизатор, и нагрузка паровой турбины снижается до 50 %. Для ПГУ с теплофикационной паровой турбиной могут иметь место режимы автономной работы газовых турбин, т.е. при остановленной паровой турбине, с подачей пара после котлов-утилизаторов на подогреватели сетевой воды.

Технологические особенности ПГУ с котлами-утилизаторами свидетельствуют, что схемы электрических соединений этих установок следует формировать по блочному принципу, как и КЭС (см. § 4.2). Если автономная работа газовых турбин не допустима, то при выборе структурных схем парогазовых электростанций необходимо уделить внимание укрупнению или объединению блоков в единый многоагрегатный блок. Это эффективно для газовых и паротурбинного блоков в пределах одной энергетической установки, так как они жестко связаны в теплотехнической части.

Рассмотренные тепловые схемы ПГУ не исчерпывают всего их многообразия, например ПГУ сбросного типа (со сбросом отработанных газов в паровой котел), с вытеснением регенерации, с котлами-утилизаторами для подогрева сетевой воды или производства промышленного пара, с газификацией угля и др. [4.6].

4.7. Общие методические положения обоснования и выбора структурных схем электростанций

В § 3.7 даны методические положения обоснования и выбора схем электрических соединений электроустановок. Проведенный анализ основных влияющих факторов и подходов к формированию структурных схем электростанций различного типа (см. § 4.2—4.6), позволяет сформулировать методические положения обоснования и выбора этих схем.

1. Структурная схема электростанции может предусматривать несколько, обычно не более двух, РУ повышенного напряжения. На высшем напряжении осуществляется связь электростанции с системой, на среднем напряжении обеспечивается электроснабжение местного района, генераторное напряжение считается степенью низшего напряжения.

Для упрощения расчетов следует ориентироваться на наиболее жесткое расчетное условие, что только на рассматриваемой электростанции имеется (авто)трансформаторная связь между сетями повышенного напряжения.

2. К РУ среднего напряжения подключается столько энергоблоков, чтобы в нормальном режиме обеспечивать электроснабжение местного района при минимальном перетоке мощности через (авто)трансформаторную связь между РУ повышенного напряжения электростанции. При прочих равных условиях это минимизирует потери мощности и электроэнергии в схеме.

3. Мощность блочных трансформаторов выбирается из условия выдачи агрегатами всей располагаемой мощности. Мощности турбогенераторов и блочных повышающих трансформаторов согласованы. Например, соотношения мощностей турбогенераторов (МВт) и блочных трансформаторов (МВ·А) составляют: 32/40; 63/80; 100/125; 200/250; 300/400; 500/630; 800/1000; 1000/1250; 1200/1600.

4. Техническая приемлемость установки на электростанции укрупненных или объединенных блоков оценивается по критерию (4.25). Данное положение не распространяется на ТЭЦ, где приоритет имеет резервирование тепловой нагрузки (см. § 4.3).

5. При выборе (авто)трансформаторов связи между РУ повышенного напряжения электростанции во внимание принимаются продолжительные нормальный и ремонт-

ные режимы с учетом допустимой систематической перегрузки (авто)трансформаторов (см. § 4.1).

Если в нормальном режиме переток мощности направлен от РУ высшего к РУ среднего напряжения, то установка одного (авто)трансформатора связи недопустима с позиций обеспечения полного электроснабжения потребителей в ремонтных режимах (см. § 3.7, п. 2).

Если переток мощности в нормальном режиме имеет противоположное направление, то допустимость ограничения выдачи мощности в ремонтных режимах оценивается по критерию (3.45а). Допустимое по (3.45а) значение дефицита мощности обычно невелико. Поэтому оправдано использовать более жесткое расчетное условие о необходимости выдачи всей располагаемой мощности электростанции в систему в ремонтных режимах (см. § 3.7), что так же обеспечивается установкой двух (авто)трансформаторов связи.

Окончательное решение по выбору количества и мощности (авто)трансформаторов связи принимается после анализа схемы в послеаварийных (см. § 3.7, п. 4) режимах с учетом допустимой аварийной перегрузки (авто)трансформаторов (см. § 4.1).

6. Для ТЭЦ дополнительным — кроме указанных в § 3.7, п. 1 — является режим дефицита мощности в энергосистеме в летний период. Это продолжительный режим. Здесь турбоагрегаты загружаются до номинальной мощности, если были недогружены, переводом их в смешанный режим в дневные и вечерние часы, в интервале от 6 до 24 ч.

Во всех расчетных режимах структурной схемы ТЭЦ тепловая нагрузка, с учетом используемых способов ее резервирования (см. § 4.3), не должна ограничиваться. Последовательность анализа расчетных режимов следующая: нормальный, ремонтные, дефицит мощности в системе, послеаварийные.

Для ГЭС дополнительным расчетным режимом является режим паводка, когда агрегаты круглосуточно загружены до номинальной мощности. Он так же является продолжительным режимом.

7. Структурная схема ТЭЦ может предусматривать поперечную связь генераторного напряжения (см. § 4.3), если токи КЗ при этом не превысят номинальный ток отключения выключателей. Это возможно для подключения не более двух турбоагрегатов мощностью 100 МВт и четырех — 60 МВт. На таких ТЭЦ устанавливается, как правило, не менее двух (авто)трансформаторов связи.

8. При оценке экономических последствий из-за ненадежности структурных схем электростанций используются следующие правила учета отказов элементов схем (см. § 3.1, 3.2):

— отказы генерирующих агрегатов электростанций по технологическим причинам учитываются при планировании резервов генерирующей мощности в энергосистемах, поэтому не должно быть повторного учета этих отказов при оценке экономических последствий из-за ненадежности схем;

— оптимальное резервирование по генерирующей мощности предполагает конечную надежность электроснабжения потребителей, т.е. еще на стадии проектирования допускается определенная продолжительность дефицитного состояния энергосистемы и соответственно экономических последствий из-за ненадежности выдачи мощности в систему и электроснабжения потребителей;

— при планировании резервов генерирующей мощности учитываются характеристики надежности преимущественно лишь генерирующих агрегатов; прочие элементы схем электрических соединений (выключатели, сборные шины, линии выдачи мощности и др.) считаются абсолютно надежными.

Следовательно, при оценке экономических последствий из-за ненадежности схем электрических соединений во внимание принимаются только те события, которые приводят к дополнительным (по сравнению с имеющими место при планировании резервов генерирующей мощности) ограничениям выдачи мощности электростанций в систему и электроснабжения потребителей.

Пример 4.5. На рис. 4.27 изображена структурная схема КЭС с шестью турбогенераторами. Для связи между РУ 220 и 500 кВ использована группа из трех однофазных автотрансформаторов с резервной бесперекатной фазой. Требуется сформировать группу событий для оценки экономических последствий из-за ненадежности элементов структурной схемы при расчетных (см. § 3.7, п. 4) отказах.

Единичные отказы элементов схемы. Отказы энергоблоков учтены при планировании резерва мощности $R_{ав}$ (см. § 3.1) в энергосистеме. Поэтому они не принимаются во внимание. Отказы коммутационных аппаратов на данной стадии не анализируем, так как после выбора структурной схемы наступит этап формирования схемы коммутации. Исключение составляет вопрос о целесообразности укрупнения или объединения энергоблоков (см. § 4.2, Пример 4.4).

Отказ автотрансформатора $T1$ приведет к разрыву связи между РУ 220 и 500 кВ во время замены поврежденной фазы на резервную бесперекатную (требуется 10 ч, см. § 2.7, табл. 2.9). Загрузка энергоблока $G1$, подключенного к РУ 220, определится (п. 1 методических положений) графиком нагрузки потребителей местного района, но только в том случае, если его минимальная нагрузка превышает технологический минимум (см. § 4.2) энергоблока $G1$. Считаем, что последнее выполняется. При рассматриваемом событии важно знать направление перетока мощности через $T1$ в нормальном режиме:

— если от РУ 220 кВ к РУ 500 кВ, то во время замены поврежденной фазы ограничивается выдача мощности электростанции в систему; рассчитываются ущербы по (2.32), (2.35), (2.37);

— если имеет противоположное направление, то во время замены поврежденной фазы ограничивается электроснабжение потребителей местного района; рассчитывается ущерб по (2.36).

Таким образом, рассмотрены единичные отказы всех элементов структурной схемы.

Отказы одного элемента во время планового ремонта другого элемента схемы. Непредвиденные и плановые простои блоков учтены при планировании соответственно резерва генерирующей мощности $R_{ав}$ и R_p (см. § 3.1). Поэтому они и здесь не принимаются во внимание. Приведенная выше аргументация сохраняется и для коммутационных аппаратов.

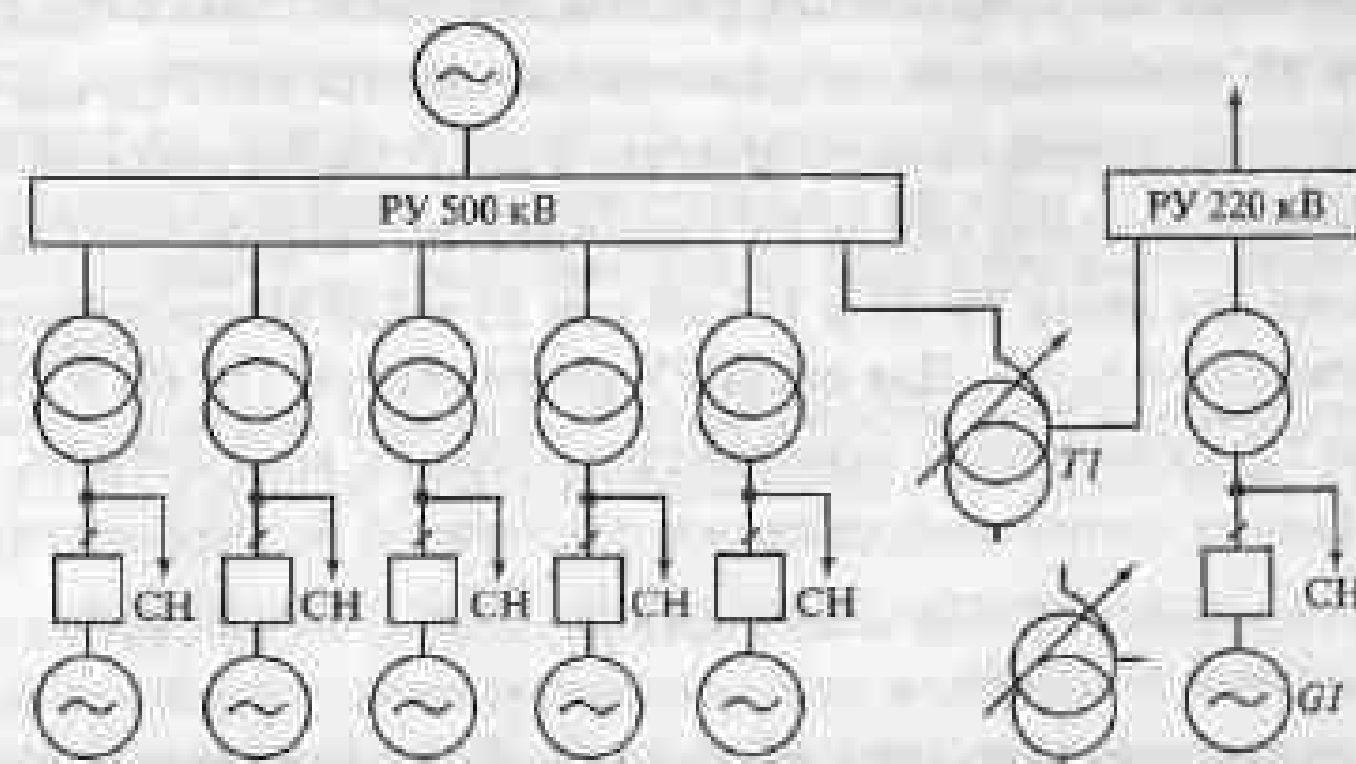


Рис. 4.27. Вариант структурной схемы КЭС

Как уже отмечалось, при планировании резервов мощности учитываются характеристики надежности лишь генерирующих агрегатов. На том этапе структурная схема неизвестна. Появление в схеме $T1$ дополнительно сказывается на надежности электроснабжения потребителей. Так, при плановом ремонте $G1$ электроснабжение потребителей осуществляется от энергосистемы через $T1$. Его отказ во время планового ремонта $G1$ приведет к погашению РУ 220 кВ. Таким образом, хотя в системе и формируется резерв мощности для компенсации плановых ремонтов генерирующих агрегатов, тем не менее, за счет введения в электрические цепи автотрансформатора надежность электроснабжения потребителей дополнительно снижается. При этом рассчитывается ущерб (2.36).

Автотрансформатор $T1$ так же необходимо выводить в плановые ремонты. Наличие резервной бесперекатной фазы позволяет в течение 10 ч заменить на нее ремонтируемую фазу. Отказ $G1$ на данном временном отрезке приведет к погашению РУ 220 кВ. Следовательно, хотя в системе и имеется резерв мощности, служащий для компенсации аварийных отключений генерирующих агрегатов, за счет введения в электрические цепи автотрансформатора надежность электроснабжения потребителей дополнительно снижается. Ущерб определяется по (2.36).

Таким образом, рассмотрены все возможные сочетания отказов одного элемента во время планового ремонта другого для обоснования и выбора структурной схемы электростанции.

4.8. Методика обоснования и выбора структурных схем электростанций

Обоснование и выбор структурных схем электростанций могут вестись по упрощенной или уточненной методикам. В основе первой из них лежит допущение, что в нормальном и ремонтных режимах, а так же при единичных отказах элементов схем не должны ограничиваться выдача мощности электростанции в систему и электроснабжение потребителей. Методики несколько различаются для блочных электростанций и электростанций с поперечными связями.

Упрощенная методика обоснования и выбора структурной схемы блочной электростанции

1. Задаются исходные данные по электростанции: район сооружения, количество и номинальная мощность генерирующих агрегатов $P_{\text{агр.ном}}$ ($S_{\text{агр.ном}}$); графики нагрузки генерирующих агрегатов и потребителей местного района для зимнего и летнего периодов; допустимый сброс генерирующей мощности на электростанции по условию сохранения устойчивости параллельной работы энергосистемы $\Delta P_{\text{доп}}$; номинальное напряжение сети РУ повышенных напряжений; мощность СН $P_{\text{СН ном}}$ ($S_{\text{СН ном}}$) при номинальной нагрузке генерирующего агрегата и его технологический минимум.

2. Распределяются агрегаты между РУ повышенного напряжения (см. § 4.7, п. 2).

3. Принимаются для связи РУ 35 и 110 кВ или 35 и 220 кВ трехобмоточные трансформаторы в количестве $n_T = 2$. Для связи РУ напряжением 110 кВ и выше используются трехфазные трехобмоточные автотрансформаторы в количестве $n_T = 2$ или группа из трех однофазных автотрансформаторов с резервной бесперекатной фазой.

4. Учитывается возможность укрупнения или объединения блоков при $\Delta P_{\text{доп}} \geq 2P_{\text{агр.ном}}$ (см. § 4.7, п. 4).

Не рекомендуется укрупнять или объединять блоки, которые подключены к РУ среднего напряжения.

5. Выбирается мощность блочных повышающих трансформаторов (см. § 4.7, п. 3). В общем случае она должна быть достаточной для выдачи всей располагаемой мощности генерирующих агрегатов с учетом допустимой систематической перегрузки.

6. Строятся для нормального режима графики перетока мощности через (авто)трансформаторную связь между РУ повышенного напряжения с учетом СН.

Мощность, расходуемая на СН при нагрузке генерирующего агрегата P_i

$$P_{\text{СН}} = (0,4 + 0,6P_i/P_{\text{агр.ном}})P_{\text{СН ном}} \quad (4.28)$$

По графикам нагрузки определяется наибольшее значение перетока $S_{\text{нб}}$.

7. Намечается предварительное значение номинальной мощности трехфазного (авто)трансформатора связи из условия $S_{\text{ном}} \geq S_{\text{нб}}/2$. По $S_{\text{ном}}$ выбирается тип (авто)трансформаторов, которые должны быть оснащены устройствами РПН.

При использовании группы из трех однофазных автотрансформаторов с резервной бесперекатной фазой номинальная мощность группы $S_{\text{ном}} \approx S_{\text{нб}}$.

8. Анализируется нормальный режим, в котором (авто)трансформаторы связи включены. В нем должны (см. § 3.7, п. 2) обеспечиваться выдача мощности электростанции в систему и электроснабжение потребителей с учетом допустимой систематической перегрузки (авто)трансформаторов (см. § 4.1). В противном случае $S_{\text{ном}}$ увеличивается на одну ступень мощности до тех пор, пока данный критерий не будет выдержан.

9. Рассматриваются следующие ремонтные режимы летнего и зимнего графиков нагрузки: плановый ремонт (авто)трансформатора связи, плановый ремонт блока, подключенного к РУ среднего напряжения. В этих режимах должны обеспечиваться выдача мощности электростанции в систему и электроснабжение потребителей с учетом допустимой систематической перегрузки (авто)трансформаторов. При выполнении данного положения выбор количества и мощности (авто)трансформаторов связи и структурной схема электростанции в целом считается законченным.

Возможно, что в одном из ремонтных режимов (например, в летний период) обеспечиваются выдача мощности электростанции в систему и электроснабжение потребителей, а в другом (в зимний период, допустим) нет. Тогда вводится ограничение на сезонное время проведения плановых ремонтов (авто)трансформаторов связи (см. § 3.7, п. 6), т.е. ремонты планируются в те периоды, когда исключено ограничение выдачи мощности электростанции в систему и электроснабжения потребителей. Наконец, может оказаться, что ни в одном из упомянутых режимов не обеспечиваются в полной мере выдача мощности электростанции в систему и электроснабжение потребителей. В этом случае $S_{\text{ном}}$ увеличивается на одну ступень, и анализ ремонтных режимов повторяется.

Аналогичная проверка пропускной способности (авто)трансформатора связи выполняется для ТЭЦ в режиме дефицита мощности в энергосистеме, а для ГЭС — в режиме паводка.

При наличии группы из трех однофазных автотрансформаторов связи с резервной бесперекатной фазой допустимо не принимать во внимание плановые ремонты собственно автотрансформаторов, но только в том случае, если в схеме не наступает погашения РУ среднего напряжения во время замены выводимой из работы фазы на

резервную бесперекатную. Последнее мероприятие занимает 10 ч (см. § 2.7, табл. 2.9). Капитальные и текущие ремонты планируют заранее. Обычно имеется возможность тем или иным способом поддержать баланс мощности в энергосистеме в подобных, относительно непродолжительных, промежуточных, ремонтных состояниях схемы электрической сети.

10. Анализуются послеаварийные режимы, связанные с единичными отказами (авто)трансформаторов связи и энергоблоков, подключенных к РУ среднего напряжения. В рассматриваемых режимах должны обеспечиваться выдача мощности электростанции в систему и электроснабжение потребителей с учетом допустимой аварийной перегрузки (авто)трансформаторов (см. § 4.1). При выполнении данного положения выбор количества и мощности (авто)трансформаторов связи и структурной схемы электростанции в целом считается законченным. В противном случае $S_{\text{ном}}$ увеличивается на одну ступень, и анализ послеаварийных режимов повторяется.

При наличии группы из трех однофазных автотрансформаторов связи с резервной бесперекатной фазой допустимо не принимать во внимание ограничение выдачи мощности электростанции в систему (но не ограничение электроснабжения потребителей местного района) при отказе одной из фаз. Замена поврежденной фазы автотрансформатора на резервную бесперекатную занимает сравнительно небольшое время. С учетом невысокой аварийности автотрансформаторов экономическими последствиями из-за ненадежности при рассматриваемых событиях допустимо пренебречь.

Пример 4.6. Выполнить обоснование и выбор структурной схемы КЭС по упрощенной методике (последовательность и нумерация пунктов в примере и методике идентичны).

1. Требуется выбрать структурную схему КЭС. Она проектируется для условий европейской части нашей страны. На электростанции планируется установить шесть турбогенераторов номинальной мощностью 300 МВт (рис. 4.28). Они будут работать в базовой части графика нагрузки (рис. 4.29, летнее снижение нагрузки определено, например, с учетом технологических ограничений). При напряжении 500 кВ предполагается выдача мощности электростанции в систему, при напряжении 220 кВ осуществляется электроснабжение потребителей местного района. Их график нагрузки приведен на рис. 4.30. Он условно одинаковый для всех сезонов. Максимально допустимый сброс генерирующей мощности на электростанции по условию сохранения устойчивости параллельной работы энергосистемы $\Delta P_{\text{доп}} = 800$ МВт. Технический минимум нагрузки турбогенераторов составляет 30 % (90 МВт). Требуемый коэффициент мощности в РУ 220 и 500 кВ, а так же СН равен 0,85. Расход на СН составляет 6 % при номинальной нагрузке блока.

2. Предполагается подключить к РУ среднего напряжения один турбогенератор. В данном случае переток мощности между РУ 220 и 500 кВ в нормальном режиме будет минимальным (см. рис. 4.29, 4.30).

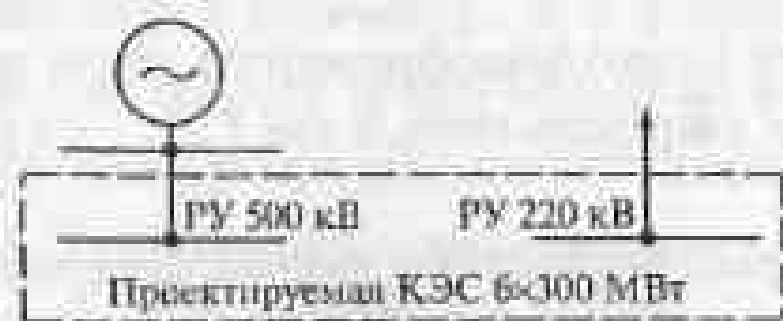


Рис. 4.28. Расположение электростанции в системе

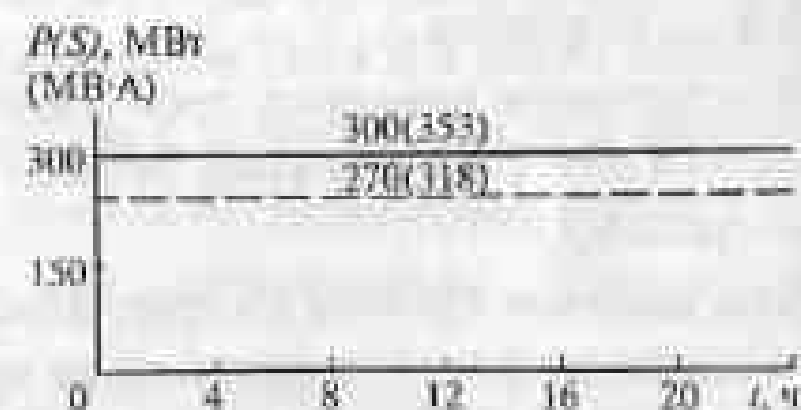


Рис. 4.29. Графики нагрузки турбогенератора

3. Принимается для связи между РУ 220 и 500 кВ автотрансформаторная связь. При напряжении 500 кВ минимальная номинальная мощность 500 МВ·А (табл. 6.18 и [1.2]) у группы из трех однофазных автотрансформаторов АОДЦН-167 000/500/220. Устанавливается резервная бесперекатная фаза.

4. Выявляется, что на электростанции возможно укрупнение или объединение двух турбоагрегатов, так как их результирующая мощность $2 \cdot 300 = 600$ МВт не превосходит $\Delta P_{\text{доп}} = 800$ МВт. В общем случае эти решения принимаются на основе технико-экономического сравнения вариантов с учетом фактора надежности (см. § 4.2, Пример 4.4).

Как отмечалось в § 4.2, схема с укрупнением блоков недостаточно гибкая. В ней ремонтные и аварийные состояния блочного трансформатора определяют режим работы более, чем одного турбогенератора и требует специального обоснования. Схема с объединением блоков не имеет указанного недостатка и поэтому принимается к использованию на стороне 500 кВ.

5. Выбираются для присоединения турбогенератора к РУ 220 кВ блочный повышающий трансформатор ТДЦ-400 000/220 (табл. 6.13 [1.2]), а к РУ 500 кВ — ТЦ-400 000/500 (табл. 6.17 [1.2]). Их номинальная мощность равна 400 МВ·А, что выше $S_{\text{агр.ном}} = 353$ МВ·А (см. рис. 4.29).

Таким образом, формируется структурная схема электростанции, приведенная на рис. 4.31.

6. Для нормального режима строятся графики перетока мощности через автотрансформаторную связь между РУ 220 и 500 кВ (рис. 4.32) с учетом СН

$$S_{\text{пер}} = S_{\text{агр}} - S_{\text{СН}} - S_{\text{нагр}} \quad (4.29)$$

где $S_{\text{агр}}$ — нагрузка турбоагрегата, подключенного к РУ 220 кВ (см. рис. 4.29); $S_{\text{СН}}$ — мощность, расходуемая на СН и вычисленная по формуле (4.28) с учетом рис. 4.29 при коэффициенте мощности 0,85; $S_{\text{нагр}}$ — нагрузка потребителей местного района (см. рис. 4.30).

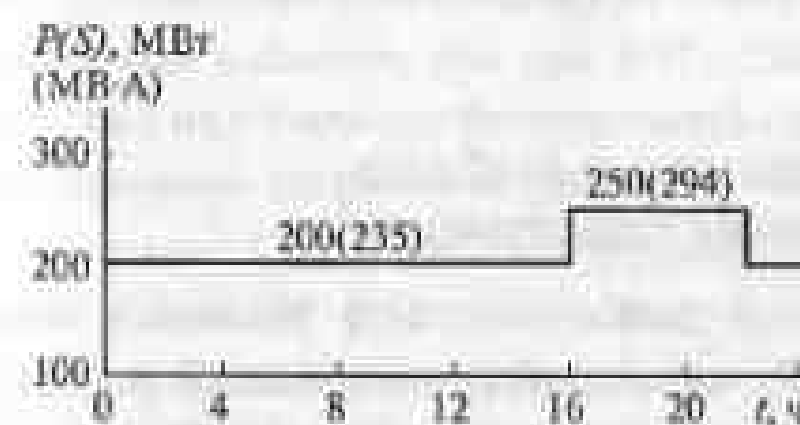


Рис. 4.30. График нагрузки потребителей местного района

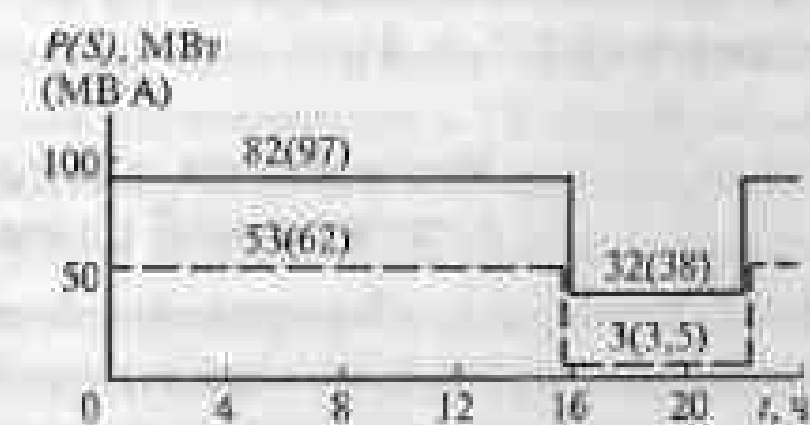


Рис. 4.32. Переток мощности через автотрансформаторную связь

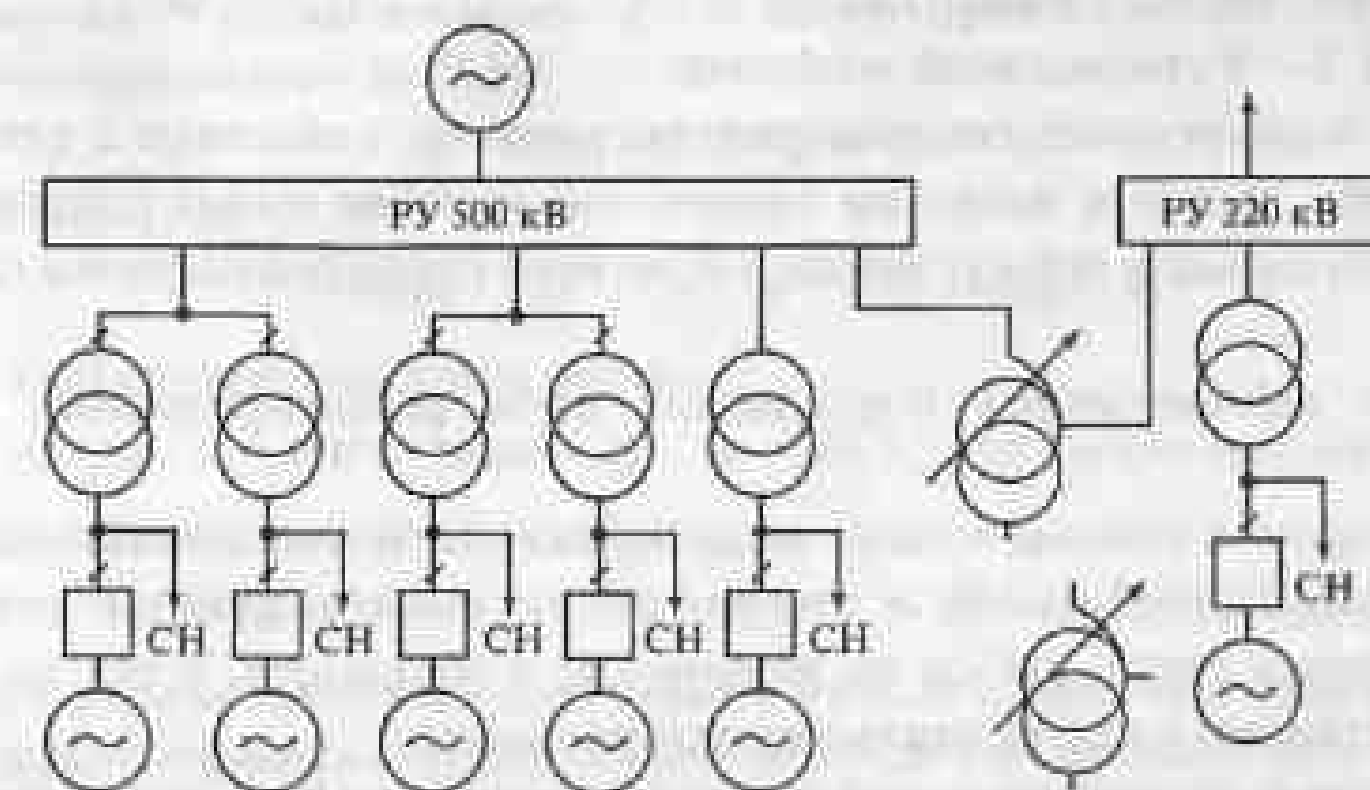


Рис. 4.31. Вариант структурной схемы КЭС с одним автотрансформатором связи

Переток мощности на рис. 4.32 имеет условно положительное направление от РУ 220 кВ к РУ 500 кВ (выдача мощности в систему).

7. Констатируется приемлемость указанной в п. 3 минимальной номинальной мощности 500 МВ·А группы из трех однофазных автотрансформаторов, так как она превышает $S_{\text{нб}} = 97 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ (см. рис. 4.32).

8. Анализируется нормальный режим, когда все элементы схемы находятся в работе. В нем автотрансформатор связи (см. п. 7) полностью обеспечит выдачу мощности электростанции в систему (см. рис. 4.32) без перегрузки.

9. Рассматриваются ремонтные режимы. При плановом ремонте автотрансформатора связи поочередно каждая из фаз меняется на резервную бесперекатную фазу. Режим работы энергоблока, подключенного к РУ 220 кВ, определяется графиком нагрузки потребителей местного района (см. рис. 4.30). Минимальная нагрузка блока составляет (см. рис. 4.30) 200 МВт, что больше его технологического минимума (90 МВт). Тем самым обеспечивается устойчивая работа энергоблока и электроснабжение потребителей местного района. Одновременно ограничивается выдача мощности электростанции в систему по графику на рис. 4.32. Считаем, что баланс мощности в системе обеспечивается в рассматриваемом случае тем или иным способом, например за счет кратковременного сплигания частоты электрического тока. Таким образом, рассматриваемый ремонтный режим приемлем.

При плановом ремонте энергоблока, подключенного к РУ 220 кВ, переток мощности через автотрансформатор связи определяется графиком нагрузки потребителей местного района (см. рис. 4.30) и достигнет 294 МВ·А, что ниже номинальной мощности 500 МВ·А автотрансформатора связи.

Таким образом, во всех ремонтных режимах автотрансформатор связи не подвергается перегрузкам, поэтому выбирается структурная схема электростанции на рис. 4.31.

В уточненной методике не учитывают недопустимость ограничения выдачи мощности электростанции в систему и электроснабжения потребителей при расчетных отказах (см. § 3.7, п. 4).

Уточненная методика обоснования и выбора структурной схемы блочной электростанции

1—3. См. пп. 1—3 упрощенной методики; в п. 1 дополнительно задаются мощность энергосистемы, уставка первой очереди АЧР, удельный стационарный ущерб и ущерб потребителей местного района.

4. Анализируется целесообразность укрупнения или объединения блоков при $\Delta P_{\text{доп}} > 2P_{\text{шр.ном}}$ (см. § 4.7, п. 4) с учетом положений, изложенных по данному вопросу в § 4.2—4.6, см. так же Пример 4.4.

5—9. См. пп. 5—9 упрощенной методики.

10. Анализу подвергаются послеаварийные режимы, связанные с единичными отказами элементов схемы и отказами одного элемента во время планового ремонта другого элемента схемы в период зимнего и летнего графиков нагрузки (см. § 4.7, п. 8, Пример 4.5).

Выявляются экономические последствия из-за рассматриваемых отказов (см. § 2.9).

При обеспечении в полном объеме выдачи мощности электростанции в систему и электроснабжения потребителей, с учетом допустимой аварийной перегрузки (автотрансформаторов связи, выбор их количества и мощности, а так же структурной схемы электростанции в целом считается законченным.

11. Формируется дополнительный вариант структурной схемы с более высоким уровнем резервирования элементов (но не генерирующих агрегатов) и соответственно

надежностью. Это достигается, например, увеличением пропускной способности элемента схемы. Далее вариант схемы анализируется по пп. 1—10.

12. Определяются по (4.24) суммарные за расчетный срок службы (25—30 лет) электроустановки затраты на варианты структурной схемы, включающие капитальные вложения, издержки ремонтно-эксплуатационного обслуживания, издержки, связанные с возмещением потерь электроэнергии в (авто)трансформаторах, а также экономические последствия из-за ненадежности схемы. Во внимание принимаются затраты только на отличающиеся в вариантах элементы схемы.

Выбирается вариант структурной схемы, имеющий меньшие затраты.

Пример 4.7. Выполнить обоснование и выбор структурной схемы КЭС по уточненной методике (последовательность и нумерация пунктов в примере и методике идентичны).

1. Требуется выбрать структурную схему КЭС. В качестве исходных принимаются данные Примера 4.6. Дополнительно учитывается, что нагрузка энергосистемы в исходном режиме в зимний период (200 дней) составляет 20 000 МВт, а в летний (165 дней) — 12 000 МВт. Уставка первой очереди АЧР 48,5 Гц. Удельный стационарный ущерб $0,7 \cdot 10^{-2}$ отн. ед/(кВт·ч). В составе потребителей местного района имеется 10 % потребителей с удельным ущербом 10 отн. ед/(кВт·ч), 20 % — 2 отн. ед/(кВт·ч) и 70 % — 0,6 отн. ед/(кВт·ч).

2—9. См. пп. 2—9 Примера 4.6.

10. Анализу подвергаются послеаварийные режимы.

Единичные отказы элементов схемы (см. § 4.7, п. 8, Пример 4.5). Отказ автотрансформатора (см. рис. 4.31) нарушает связь между РУ 220 и 500 кВ. При этом ограничивается выдача мощности электростанции в систему (см. рис. 4.32). Схема восстанавливается через 10 ч путем замены поврежденной фазы на резервную бесперекатную фазу. Загрузка блока, подключенного к РУ 220 кВ, определяется графиком нагрузки потребителей местного района; данный режим технически допустим (п. 9).

Согласно § 2.7 и табл. 2.9 параметр потока отказов группы из трех однофазных автотрансформаторов: $2,4\omega = 2,4 \cdot 0,03 = 0,072$ 1/год. Время восстановления при отказе автотрансформатора определяется продолжительностью замены поврежденной фазы на резервную бесперекатную фазу, т.е. $T_{\text{в}} = 10$ ч. Вероятность его аварийного простоя определяется по (2.17)

$$S = 0,072 \cdot 10^8 / 760 = 8,2 \cdot 10^{-5}$$

Рассмотрим зимний период, интервал с 0 до 16 ч и с 22 до 24 ч [$\Sigma T_{\text{в}} = (16 + 2)200 = 18 \cdot 200$ ч], когда ограничиваемая в РУ 220 кВ мощность $\Delta P = 82$ МВт (см. рис. 4.32). При $\Delta P = 82$ МВт сплигание частоты в системе определяется по (2.31)

$$\Delta f = 50 \cdot 82 / (2 \cdot 20000) = 0,1 \text{ Гц}$$

Отсюда удельный ущерб (2.33)

$$y_f = 0,007 \cdot 0,1^2 = 7,0 \cdot 10^{-5} \text{ отн. ед/(кВт} \cdot \text{ч)}$$

и ущерб (2.32) из-за снижения частоты в системе

$$y_c = 7,0 \cdot 10^{-5} \cdot 10^{-3} \cdot 20\,000 \cdot 10^3 + 18 \cdot 200 \cdot 8,2 \cdot 10^{-5} = 0,41 \text{ тыс. отн. ед.}$$

По (2.37) определяется стационарный ущерб

$$Y_c = 0,7 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-3} \cdot 82 \cdot 10^3 + 18 \cdot 200 \cdot 8,2 \cdot 10^{-5} = 0,17 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Аналогичные расчеты проведены для: зимнего периода в интервале времени от 16 до 22 ч, $\Delta P = 32$ МВт; летнего периода в интервалах времени от 0 до 16 ч и от 22 до 24 ч, $\Delta P = 53$ МВт; летнего периода в интервале времени от 16 до 22 ч, $\Delta P = 3$ МВт. Результаты расчета сведены в табл. 4.8. Как видно из таблицы, результирующие ущербы малы, и ими можно пренебречь.

Таблица 4.8. К расчету системного и стационарного ущерба

Период года	Зимний		Летний	
	$P_{\text{шт}}$, МВт	20 000		12 000
Период суток, ч	16 + 2	6	16 + 2	6
ΔP_r , МВт	82	32	53	3
Δf_r , Гц	0,1	0,04	0,11	0
$Y_{\text{р}}$, отн. ед/(кВт·ч)	$7,0 \cdot 10^{-5}$	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$8,6 \cdot 10^{-5}$	0
$Y_{\text{р}}$, тыс. отн. ед.	0,41	0,02	0,25	0
$Y_{\text{ст}}$, тыс. отн. ед.	0,17	0,02	0,09	0
$\Sigma Y_{\text{р}} + \Sigma Y_{\text{ст}}$, тыс. отн. ед.	0,41 + 0,02 + 0,25 + 0 + 0,17 + 0,02 + 0,09 + 0 = 1			

Таблица 4.9. Характеристики надежности элементов блока

Элемент	Параметры					
	ω , 1/год	$T_{\text{р}}$, ч	$\mu_{\text{кап}}$, 1/год	$T_{\text{кап}}$, ч	$\mu_{\text{тек}}$, 1/год	$T_{\text{тек}}$, ч
Турбогенератор	6	90	0,5	1100	2	30
Трансформатор	0,02	200	0,17	350	2	14

Отказы одного элемента во время планового ремонта другого элемента схемы (см. § 4.7; п. 8, Пример 4.5). При отказе энергоблока, подключенного к РУ 220 кВ, во время планового ремонта автотрансформатора связи и наоборот, полностью прекращается электроснабжение потребителей местного района. Оценим математическое ожидание ущерба при данных событиях.

Энергоблок состоит из последовательно соединенных турбогенератора и блочного повышающего трансформатора. Их параметры надежности взяты из табл. 2.8 и 2.9 и сведены в табл. 4.9.

Определим параметры надежности энергоблока как единого целого, состоящего из турбогенератора и блочного трансформатора. Для блока с учетом положений § 2.6, касающихся отказов последовательно соединенных с позиций надежности элементов, имеем:

$$\omega = 6 + 0,02 = 6,02 \text{ 1/год};$$

$$S = 6 \cdot 90/8760 + 0,02 \cdot 200/8760 = 6,21 \cdot 10^{-2};$$

$$T_{\text{р}} = 6,21 \cdot 10^{-2} \cdot 8760/6,02 = 90,4 \text{ ч};$$

$$\mu_{\text{кап}} = 0,5 \text{ 1/год};$$

$$T_{\text{кап}} = 1100 \text{ ч};$$

$$\mu_{\text{тек}} = 2 \text{ 1/год};$$

$$T_{\text{тек}} = 30 \text{ ч}.$$

Рассчитаем вероятность отказа блока (элемент 1) во время планового ремонта автотрансформатора (элемент 2). Для удобства их параметры надежности занесем в табл. 4.10. Заметим, что для автотрансформатора связи $T_{\text{р}} = T_{\text{кап}} = T_{\text{тек}} = 10$ ч и определяется временем ввода в работу резервной бесперебойной фазы.

Таблица 4.10. Характеристики надежности блока и автотрансформатора связи

Элемент	Параметры					
	ω , 1/год	$T_{\text{р}}$, ч	$\mu_{\text{кап}}$, 1/год	$T_{\text{кап}}$, ч	$\mu_{\text{тек}}$, 1/год	$T_{\text{тек}}$, ч
1	6,02	90,4	0,5	1100	2	30
2	0,072	10	0,1	10	1	10

Так как $T_{\text{кап}2} = T_{\text{тек}2} = 10$ ч меньше $T_{\text{р}1} = 90,4$ ч, то в соответствии с (2.19)

$$S_{\text{авт1кап}2} = 0,5 \cdot 6,02 \cdot 10^3/8760^2 = 0,4 \cdot 10^{-5};$$

$$S_{\text{авт1тек}2} = S_{\text{авт1кап}2}.$$

С учетом частоты капитальных и текущих ремонтов вероятность (2.20) аварийного простоя блока во время планового ремонта автотрансформатора связи, помня, что он состоит из трех однофазных автотрансформаторов, вычисляется

$$S_{\text{авт1кап}2} = 3(0,1 \cdot 0,4 \cdot 10^{-5} + 1 \cdot 0,4 \cdot 10^{-5}) = 1,3 \cdot 10^{-5}.$$

Тогда экономические последствия (2.36) у потребителей местного района

$$Y_{\text{п}1} = \{10 \cdot 10^{-3} \cdot 10^3[(10/100)200 \cdot 18 + (10/100)250 \cdot 6] + 2 \cdot 10^{-3} \cdot 10^3[20/100)200 \cdot 18 + (20/100)250 \cdot 6] + 0,6 \cdot 10^{-3} \cdot 10^3[(70/100)200 \cdot 18 + (70/100)250 \cdot 6]\}365 \cdot 1,3 \cdot 10^{-5} = 44 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Оценим вероятность отказа автотрансформатора связи во время планового простоя энергоблока. Так как $T_{\text{кап}1} = 1100$ ч и $T_{\text{тек}1} = 30$ ч превосходят $T_{\text{р}2} = 10$ ч, то по аналогии с (2.18)

$$S_{\text{ав}2кап1} = 0,072 \cdot 1100 \cdot 10[1 - 10/(2 \cdot 1100)]/8760^2 = 1,03 \cdot 10^{-5};$$

$$S_{\text{ав}2тек1} = 0,072 \cdot 30 \cdot 10[1 - 10/(2 \cdot 30)]/8760^2 = 0,02 \cdot 10^{-5}.$$

С учетом частоты капитальных и текущих ремонтов вероятность (2.20) аварийного простоя автотрансформатора во время планового простоя энергоблока

$$S_{\text{ав}2кап1} = 0,5 \cdot 1,03 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 0,02 \cdot 10^{-5} = 0,56 \cdot 10^{-5}.$$

Экономические последствия из-за ненадежности при рассматриваемом событии так же рассчитываются по (2.36). Последнее уже выполнялись при $S_{\text{авт1кап}2} = 1,3 \cdot 10^{-5}$. Значение вероятности входит в (2.36) сомножителем, поэтому достаточно использовать правило пропорций:

$$Y_{\text{п}2} = Y_{\text{п}1} S_{\text{ав}2кап1}/S_{\text{авт1кап}2} = 44 \cdot 0,56 \cdot 10^{-5}/(1,3 \cdot 10^{-5}) = 19 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Суммарное математическое ожидание ущерба при расчетных авариях

$$Y_{\text{п}} = Y_{\text{п}1} + Y_{\text{п}2} = 44 + 19 = 63 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Так же имеют место системный и стационарный ущербы из-за ограничения выдвиги мощности электростанции в систему (переток на рис. 4.32). Ранее при анализе единичных отказов установлено, что соответствующие экономические последствия невелики даже при более высоком значении вероятности ($8,2 \cdot 10^{-5}$ против $1,3 \cdot 10^{-5}$ и $0,56 \cdot 10^{-5}$), поэтому ими можно пренебречь.

11. Формируется второй более надежный вариант структурной схемы. Возьмем структурную схему с двумя автотрансформаторами связи (рис. 4.33). В ней нет ущерба $Y_{\text{п}}$, для чего достаточно установить еще две фазы АОДЦН-167 000/500/220. Анализ варианта на рис. 4.33 по пп. 1—10 очевиден и далее опускается.

12. Определяются по (4.24) затраты на варианты структурной схемы за 25-летний расчетный срок службы электроустановки. Во внимание принимаются различия в вариантах схемы.

Так, в схеме на рис. 4.31 применяется один автотрансформатор связи, что приводит в некоторых последаварийных режимах к экономическим последствиям из-за ненадежности. В схеме на рис. 4.33

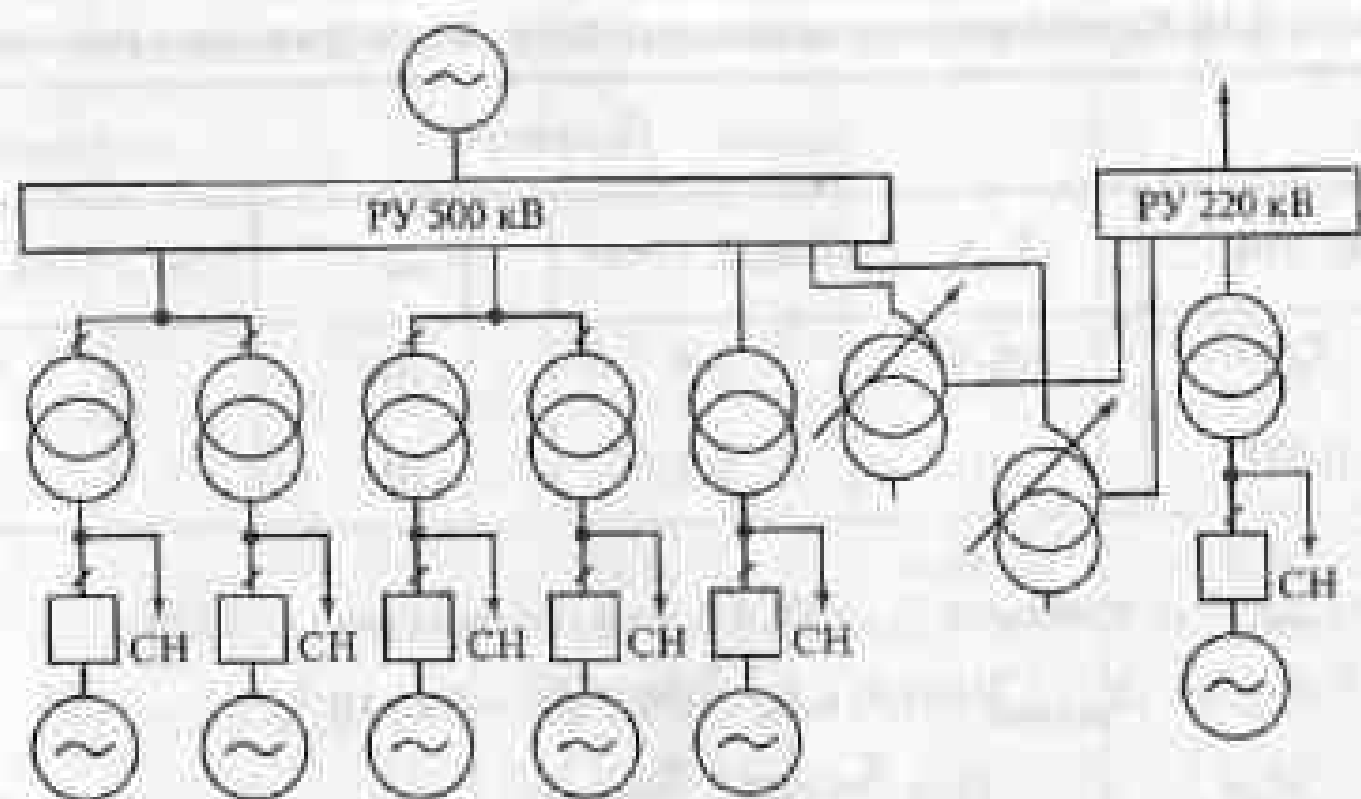


Рис. 4.33. Вариант структурной схемы КЭС с двумя автотрансформаторами связи

два автотрансформатора. В ней при расчетных авариях исключены указанные последствия. Однако растут капиталовложения на трансформаторное оборудование и издержки, связанные с его ремонтно-эксплуатационным обслуживанием. Варианты различаются и по издержкам на возмещение потерь электроэнергии в автотрансформаторах.

Вариант схемы на рис. 4.31. Определим издержки, связанные с возмещением потерь электроэнергии в автотрансформаторе связи (см. § 4.1). По (3.38) и рис. 4.32 число часов использования максимальной нагрузки:

$$T_{\max} = [(82 \cdot 16 + 32 \cdot 6 + 82 \cdot 2)200 + (53 \cdot 16 + 3 \cdot 6 + 53 \cdot 2)165]/82 = 6000 \text{ ч.}$$

По $T_{\max} = 6000$ ч и данным § 2.5 годовое время максимальных потерь $\tau = 3800$ ч. Далее из рис. 8.1 в [1.2] находим удельные замыкающие затраты на возмещение потерь в меди $\lambda_{\text{уд.мед}} = 0,021$ отн. ед/(кВт·ч). Для потерь электроэнергии в стали соответствующие параметры $\tau = 8760$ ч и $\lambda_{\text{уд.ст}} = 0,017$ отн. ед/(кВт·ч).

Потери мощности, электроэнергии и сопутствующие издержки в трехобмоточных (авто)трансформаторах определяются с учетом (4.11)–(4.21). В данном случае третичная обмотка автотрансформатора не загружена. Тогда допустимо воспользоваться формулой (4.10) для двухобмоточного трансформатора, подставив в нее вместо $\Delta P_{\text{к}}$ значение $\Delta P_{\text{к в с}}$. Для однофазного автотрансформатора АОДЦН-167 000/500/220 по табл. 6.18 в [1.2] $\Delta P_{\text{к в с}} = 325$ кВт и $\Delta P_{\text{к}} = 125$ кВт. Следовательно, для группы из трех однофазных автотрансформаторов значения $\Delta P_{\text{к в с}}$ и $\Delta P_{\text{к}}$ необходимо утроить. Издержки (4.10), связанные с возмещением потерь электроэнергии в автотрансформаторе связи,

$$H_{\text{п}} = \{3 \cdot 325[82/(500)]^2 3800 \cdot 0,021 + 3 \cdot 125 \cdot 8760 \cdot 0,017\} 10^{-3} = 57 \text{ тыс. отн. ед.}$$

По (4.24) приведенные затраты

$$\bar{z} = (63 + 57) \frac{(1 + 0,08)^{25} - 1}{0,08(1 + 0,08)^{25}} = 1282 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Вариант схемы на рис. 4.33. Расчетная стоимость фазы АОДЦН-167 000/500/220 по табл. 9.23 в [1.2] составляет 970/3 тыс. отн. ед. Затраты (издержки) на капитальный ремонт автотрансформатора равны $a = 0,029$, а на его обслуживание $b = 0,02$ расчетной стоимости (§ 2.5). Издержки (4.10), связанные с возмещением потерь электроэнергии в двух автотрансформаторах,

$$H_{\text{п}} = \{3 \cdot 325[82/(2 \cdot 500)]^2 3800 \cdot 0,021 + 3 \cdot 2 \cdot 125 \cdot 8760 \cdot 0,017\} 10^{-3} = 111 \text{ тыс. отн. ед.}$$

По (4.24) приведенные затраты

$$\bar{z} = 2 \cdot 970/3 + [2 \cdot (970/3)(0,029 + 0,02) + 111] \frac{(1 + 0,08)^{25} - 1}{0,08(1 + 0,08)^{25}} = 2171 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Как видно, вариант структурной схемы с двумя автотрансформаторами связи (рис. 4.33) уступает схеме с одним автотрансформатором (см. рис. 4.31). Более того, для подключения второго автотрансформатора к РУ потребуется не менее одной ячейки с выключателем 220 и 500 кВ.

По приведенным методикам рассчитываются многие структурные схемы блочных электростанций. Однако имеются специфические решения. Например, в схеме на рис. 4.17, г требуется два двухобмоточных трансформатора для выдачи мощности в РУ среднего напряжения от двух энергоблоков. Их мощность выбирается по методике, приведенной в § 4.1 для двухтрансформаторных подстанций.

В расчете схемы с блочным автотрансформатором (см. рис. 4.15, д, 4.17, в), необходимо принимать во внимание условие (4.26) и эффективность использования мощности автотрансформатора по критерию допустимой нагрузки его общей обмотки (см. § 4.1, 4.2).

В § 4.3 сравнивалась структурная схема ТЭЦ с поперечными связями со схемой, выполненной по блочному принципу. Если значения токов КЗ не превышают номинального тока отключения выключателей, то возможно (см. § 4.3) создание поперечной связи генераторного напряжения (рис. 4.34). Альтернативная блочная схема приведена на рис. 4.35. При этом структурная схема выбирается по упрощенной или уточненной методике. Первая основана на допущениях:

— рассматривается схема с поперечной связью генераторного напряжения (см. рис. 4.34) с учетом аргументов, приведенных в § 4.3;

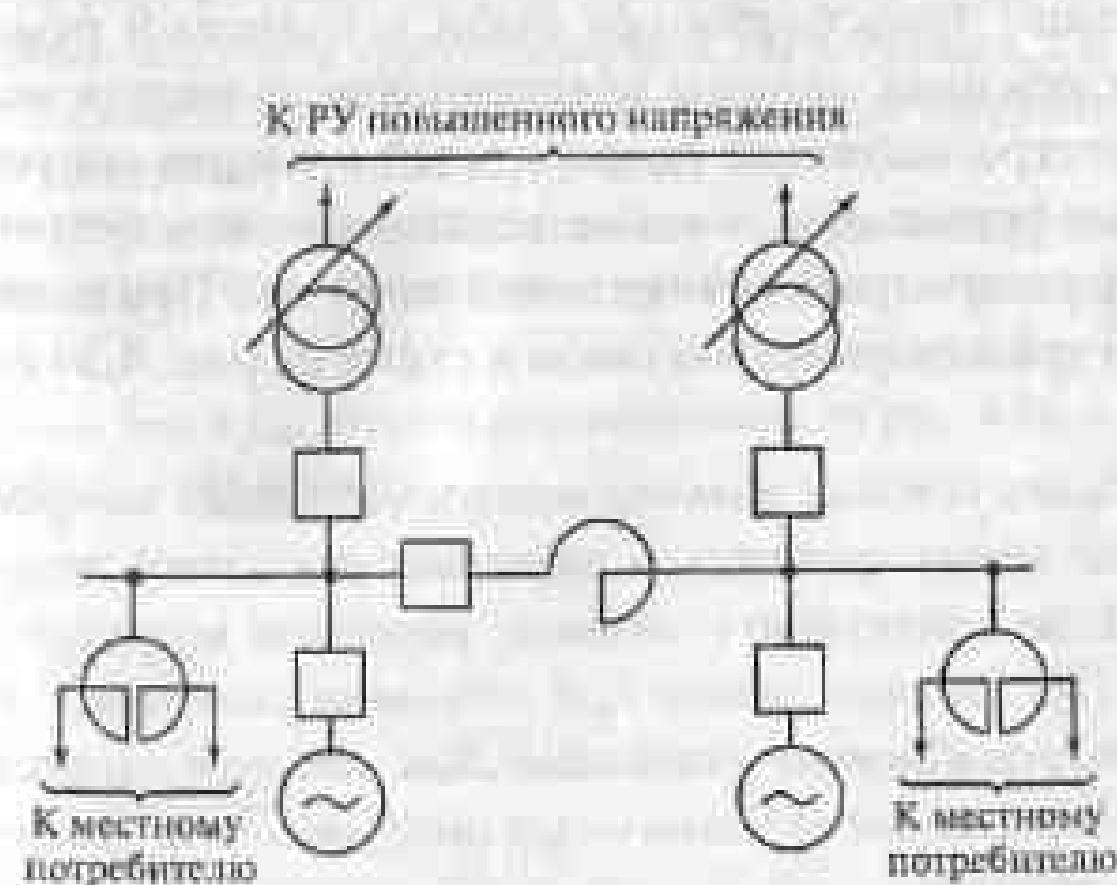


Рис. 4.34. Структурная схема ТЭЦ с поперечной связью генераторного напряжения

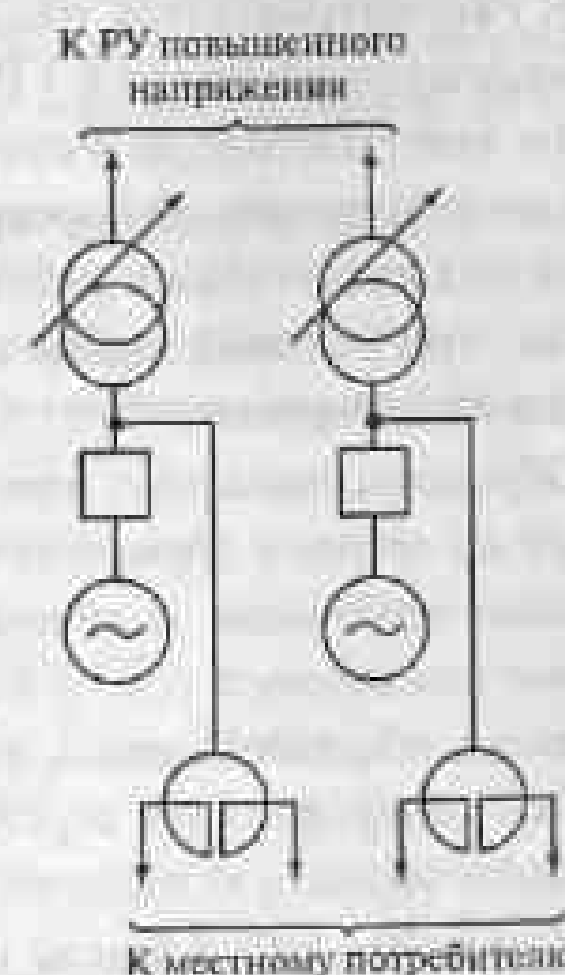


Рис. 4.35. Блочная схема ТЭЦ

— в нормальном и ремонтных режимах, при дефиците мощности в системе и единичных отказах элементов схем не должны ограничиваться выдача мощности электростанции в систему, а так же электро- и теплоснабжение потребителей.

Последующие выкладки ориентированы на схемы ТЭЦ, приведенные на рис. 4.34 и 4.35.

Упрощенная методика обоснования и выбора структурной схемы ТЭЦ с поперечными связями

1. Задаются исходные данные электростанции: район сооружения; номинальная мощность генерирующих агрегатов; графики нагрузки генерирующих агрегатов и потребителей местного района для зимнего и летнего периодов; номинальные напряжения сети; мощность СН; технологический минимум нагрузки (см. § 4.2, 4.3) котлов и турбин.

2. Строятся для нормального режима графики перетока мощности через трансформаторы связи в схеме на рис. 4.34 с учетом СН (4.28). По графикам определяется наибольшее значение перетока $S_{\text{нб}}$.

3. Намечается предварительное значение номинальной мощности трансформаторов связи из условия $S_{\text{ном}} \geq S_{\text{нб}}/2$. По $S_{\text{ном}}$ выбирается тип трансформаторов, которые должны быть оснащены устройствами РПН.

4. Анализируется нормальный режим, в котором трансформаторы связи включены. В нем должны (см. § 3.7, п. 2) обеспечиваться: выдача мощности электростанции в систему и электроснабжение потребителей с учетом допустимой систематической перегрузки трансформаторов (см. § 4.1); теплоснабжение потребителей без включения в работу средств резервирования тепловой нагрузки (см. § 4.3). В противном случае $S_{\text{ном}}$ увеличивается на одну ступень мощности до тех пор, пока данный критерий не будет выдержан.

5. Рассматриваются плановый ремонт трансформатора связи и плановый ремонт блока, подключенного к ГРУ. В этих режимах должны обеспечиваться: выдача мощности электростанции в систему и электроснабжение потребителей с учетом допустимой систематической перегрузки трансформаторов, а также теплоснабжение потребителей без включения в работу средств резервирования тепловой нагрузки. При выполнении этих условий выбор мощности трансформаторов связи в схеме на рис. 4.34 считается законченным.

Обратим внимание, что здесь и далее условие полного теплоснабжения потребителей во многом определяет сезонное время проведения плановых ремонтов генерирующих агрегатов. В летний период, по сравнению с зимним, тепловая нагрузка заметно снижается (см. § 4.3, рис. 4.18). За счет этого при плановых ремонтах, как правило, обеспечивается полное теплоснабжение потребителей от оставшихся в работе генерирующих агрегатов, а не от менее экономичного оборудования, резервирующего тепловую нагрузку электростанции.

Допустим, что в одном из ремонтных режимов, например в летний период, обеспечиваются выдача мощности электростанции в систему, электро- и теплоснабжение потребителей, а в другом, в зимний период, нет. Тогда вводится ограничение на сезонное время проведения плановых ремонтов трансформаторов связи (см. § 3.7, п. 6),

т.е. их ремонты планируются в те периоды, когда исключены указанные выше ограничения.

Может оказаться, что ни в одном из упомянутых режимов не обеспечиваются в полной мере выдача мощности электростанции в систему и электро- и теплоснабжения потребителей. В этом случае $S_{\text{ном}}$ увеличивается на одну ступень и анализ ремонтных режимов повторяется.

Аналогичная проверка пропускной способности трансформаторов связи выполняется в режиме дефицита мощности в энергосистеме (см. § 4.7, п. 6).

6. Анализу подвергаются послеаварийные режимы, связанные с единичными отказами трансформаторов связи и генерирующих агрегатов, подключенных к ГРУ. В рассматриваемых режимах должны обеспечиваться: выдача мощности электростанции в систему и электроснабжение потребителей с учетом допустимой аварийной перегрузки трансформаторов (см. § 4.1); теплоснабжение потребителей с учетом работы средств резервирования тепловой нагрузки.

При выполнении данного положения выбор мощности трансформаторов связи в схеме на рис. 4.34 и структурной схемы электростанции в целом считаются законченными. В противном случае $S_{\text{ном}}$ увеличивается на одну ступень, и анализ послеаварийных режимов повторяется.

Пример 4.8. Выполнить обоснование и выбор структурной схемы ТЭЦ по упрощенной методике (последовательность и нумерация пунктов в примере и методике идентичны).

1. Требуется выбрать структурную схему ТЭЦ, предназначенной для тепло- и электроснабжения потребителей промышленного района города и расположенной в европейской части страны. На ней устанавливается два турбогенератора номинальной мощностью 100 МВт (номинальное напряжение 10,5 кВ). Котельные агрегаты имеют поперечную связь по пару. Графики нагрузки электростанции на тепловом потреблении представлены на рис. 4.36. Расход на СН при номинальной нагрузке агрегатов составляет 10%. Графики нагрузки СН рассчитаны по (4.28) с учетом рис. 4.36 и приведены на рис. 4.37. По сети 110 кВ ТЭЦ будет связана с энергосистемой. Электроснабжение потребителей местного района осуществляется при напряжении 10 кВ. Их графики нагрузки даны на рис. 4.38. Коэффициент мощности турбогенераторов, потребителей, СН и при выдаче мощности в систему одинаков и равен 0,85. Технологический минимум нагрузки котельного агрегата составляет 30% (30 МВт), а турбоагрегата 20% (20 МВт).

2. Строятся для нормального режима графики перетока мощности через трансформаторы связи в схеме на рис. 4.34. Он рассчитан (рис. 4.39) с учетом выражения (4.29):

$$S_{\text{нб}} = 2S_{\text{агр}} - S_{\text{СН}} - S_{\text{ит}}, \quad (4.30)$$

где $S_{\text{агр}}$, $S_{\text{СН}}$ и $S_{\text{ит}}$ берутся соответственно из рис. 4.36, 4.37, 4.38. По графикам на рис. 4.39 определяется $S_{\text{нб}} = 85 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

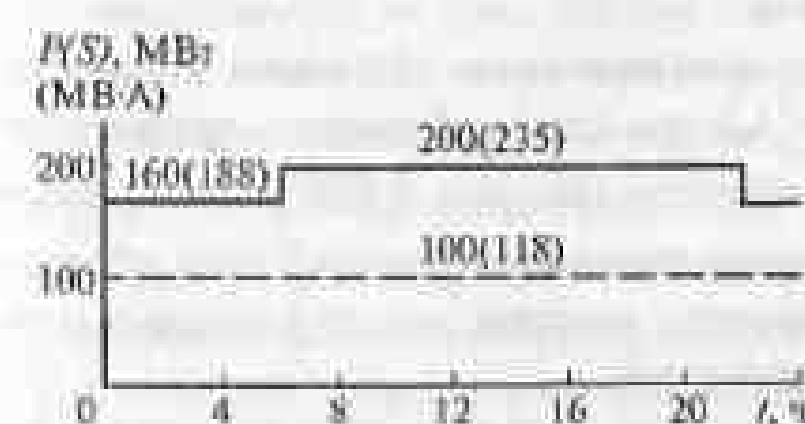


Рис. 4.36. Результирующие графики нагрузки турбогенераторов

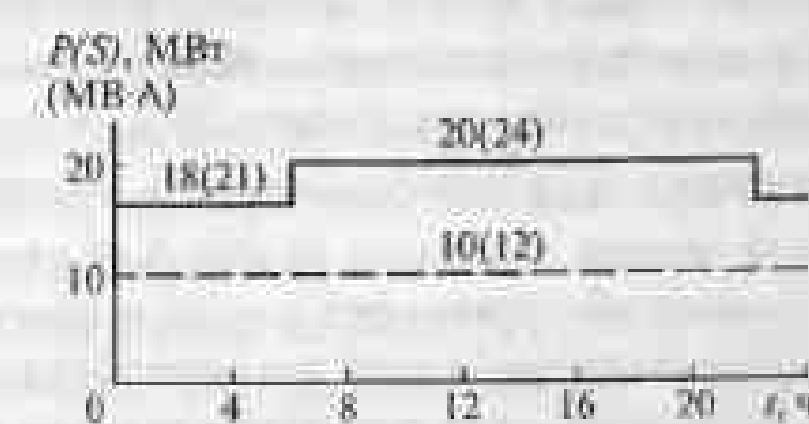


Рис. 4.37. Результирующие графики нагрузки СН

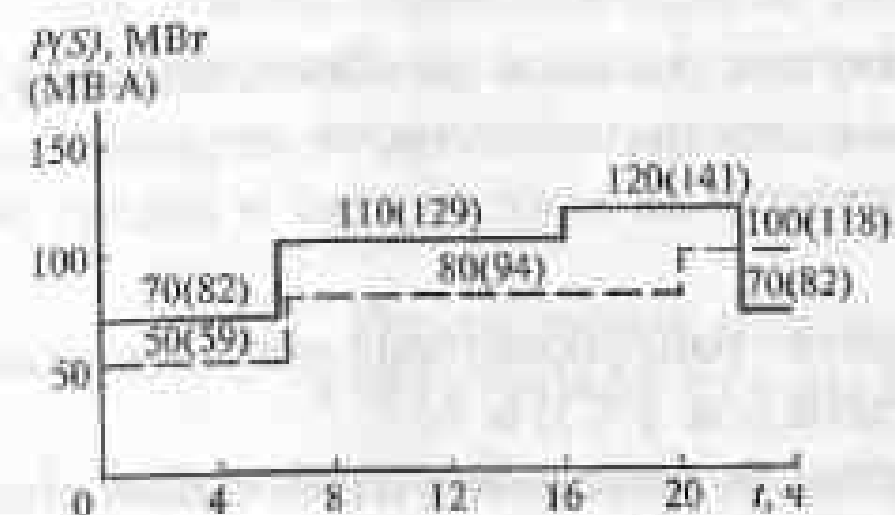


Рис. 4.38. Графики нагрузки потребителей местного района

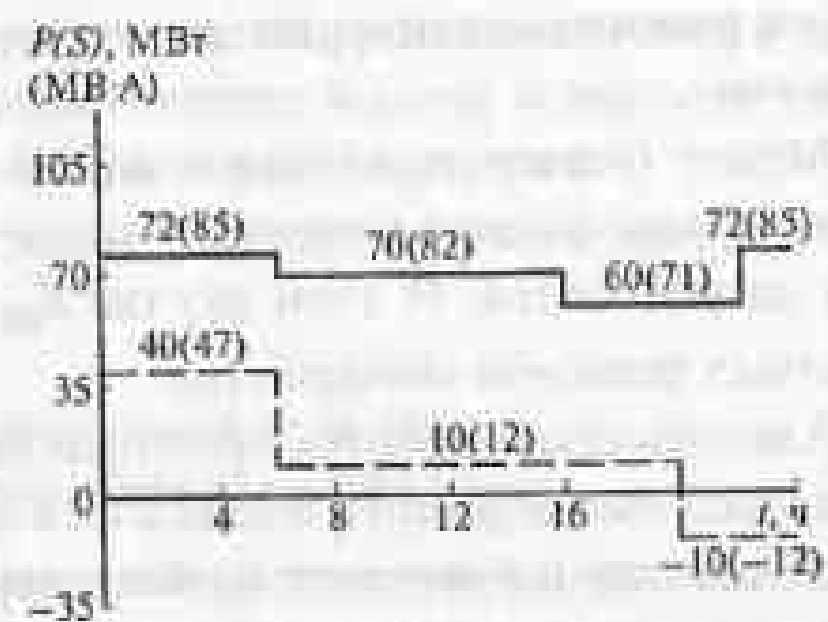


Рис. 4.39. Графики перетока мощности через трансформаторы связи

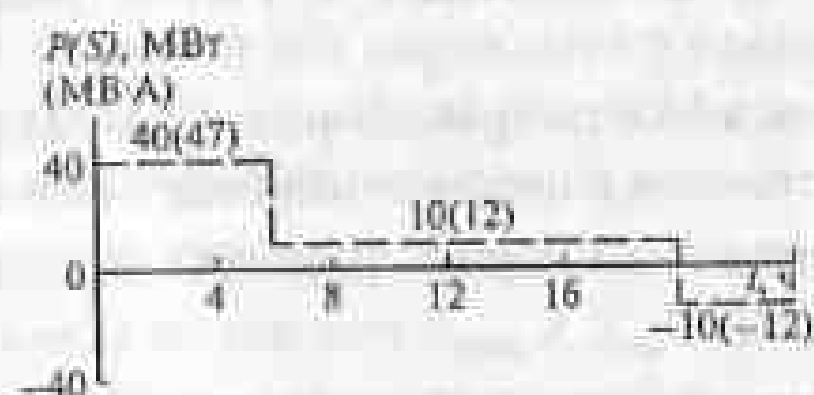


Рис. 4.40. График перетока мощности через трансформатор связи при плановом ремонте генерирующего агрегата в летний период

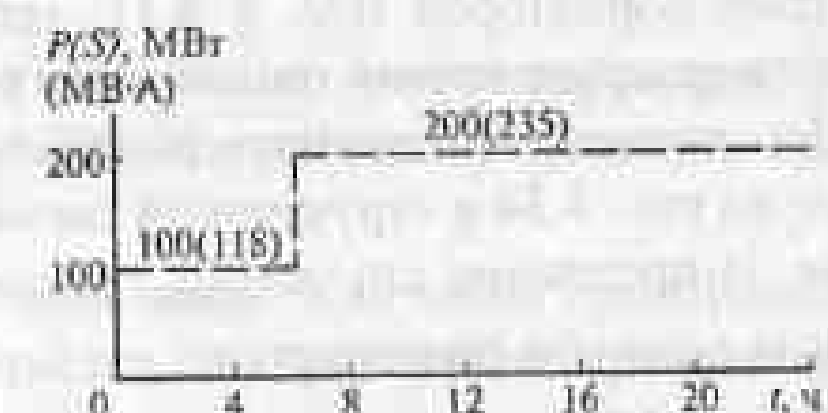


Рис. 4.41. Результирующий график нагрузки турбогенераторов при дефиците мощности в энергосистеме в летний период

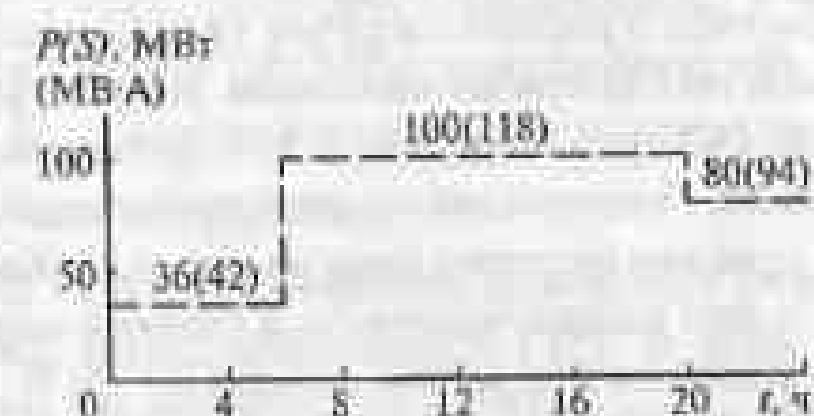


Рис. 4.42. График перетока мощности через трансформаторы связи при дефиците мощности в энергосистеме в летний период

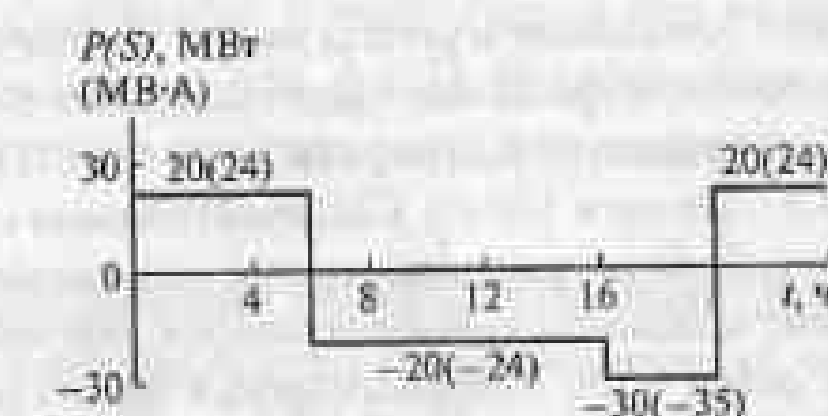


Рис. 4.43. График перетока мощности через трансформаторы связи при отказе генерирующего агрегата в зимний период

3. Намечается предварительное значение номинальной мощности трансформаторов связи $S_{ном} \geq S_{нб}/2 = 85/2 = 42,5$ МВ·А. Этому значению соответствует трансформатор ТРДН-63 000/110 мощностью $S_{ном} = 63$ МВ·А и системой охлаждения типа Д.

4. Анализируется нормальный режим, в котором трансформаторы связи включены. Их результирующая пропускная способность $2S_{ном} = 2 \cdot 63 = 126$ МВ·А превышает наибольшую продолжительную нагрузку $S_{нб}$ в период и зимнего, и летнего графиков нагрузки (см. рис. 4.39); условно положительный переток мощности на рис. 4.39 направлен от электростанции в систему. Таким образом, в этом режиме обеспечивается в полном объеме выдача мощности электростанции в систему и электроснабжение потребителей без перегрузки трансформаторов связи.

5. Рассматриваются ремонтные режимы. При плановом ремонте трансформатора связи в зимний период, оставшийся в работе трансформатор подвергается систематической перегрузке, так как (рис. 4.39) $S_{нб} > S_{ном}$. Оценим ее допустимость по методике, изложенной в § 4.1.

— выделяется участок перегрузки на всем протяжении зимнего суточного графика нагрузки, так как минимальное значение перетока мощности через трансформатор (см. рис. 4.29) составляет 71 МВ·А, что выше $S_{ном} = 63$ МВ·А;

— по (4.1) определяется начальная нагрузка

$$K_1 = \frac{1}{63} \sqrt{\frac{85^2 \cdot 6 + 82^2 \cdot 10 + 71^2 \cdot 6 + 85^2 \cdot 2}{6 + 10 + 6 + 2}} = 1,28;$$

— устанавливается по табл. 4.4, что $K_1 \leq 1,2$. Следовательно, такая систематическая перегрузка трансформаторов связи недопустима и их необходимо ремонтировать в период летнего снижения нагрузки (см. рис. 4.29), когда $S_{нб} = 47$ МВ·А меньше $S_{ном} = 63$ МВ·А. Это увеличивает (§ 3.7, п. 6) издержки обслуживания по трансформаторам связи.

Из рис. 4.36 видно, что при выводе в ремонт одного из турбогенераторов, полное теплоснабжение потребителей (без включения в работу средств резервирования тепловой нагрузки) сохраняется лишь при ее естественном сезонном снижении. Поэтому плановые ремонты генерирующих агрегатов необходимо выполнять в летний период. При этом переток мощности через трансформаторы связи определяется аналогично с (4.29). Результаты расчетов по (4.29) см. на рис. 4.40. Из рисунка следует, что результирующая пропускная способность трансформаторов связи $2S_{ном} = 126$ МВ·А превышает их наибольшую продолжительную нагрузку $S_{нб} = 47$ МВ·А.

Графики нагрузки турбогенераторов при дефиците мощности в системе в летний период приведены на рис. 4.41. Переток мощности через трансформаторы связи, рассчитанный по (4.30), дан на рис. 4.42. Из рисунка видно, что пропускная способность трансформаторов связи $2S_{ном} = 126$ МВ·А превышает наибольшую продолжительную нагрузку $S_{нб} = 118$ МВ·А.

Не трудно убедиться, что в рассмотренных ремонтных режимах поддерживается устойчивая работа котельного и турбинного оборудования электростанции с позиций его технологического минимума нагрузки.

Таким образом, при плановых ремонтах элементов схемы и при дефиците мощности в энергосистеме обеспечивается выдача мощности электростанции в систему, электро- и теплоснабжение (без работы средств резервирования тепловой нагрузки) потребителей при введении ограничений на сезонное время проведения плановых ремонтов оборудования.

6. Анализу подвергаются послеаварийные режимы при единичных отказах элементов схемы. При отказе одного из трансформаторов связи в зимний период, оставшийся в работе трансформатор подвергается аварийной перегрузке, так как (см. рис. 4.39) $S_{нб} > S_{ном}$. Оценим ее допустимость:

— по (4.1) определяется начальная нагрузка $K_1 = 1,28$ (см. п. 5);

— фиксируется с учетом выражения (4.2) и $K_1 = 1,28$ предварительное значение перегрузки

$$K'_2 = K_1 = 1,28;$$

— сравнивается $K'_2 = 1,28$ с $K_{max} = 85/63 = 1,35$; так как $K'_2 = 1,28 > 0,9K_{max} = 0,9 \cdot 1,35 = 1,21$, то $K_2 = K'_2 = 1,28$ и $h = h' = 24$ ч;

— отыскивается по табл. 4.6 при системе охлаждения типа Д, эквивалентной зимней температуре воздуха $\Theta = -10$ °С (для московского региона), предварительной нагрузке $K_1 = 1,28$ и продолжительности перегрузки $h = 24$ ч значение допустимой аварийной перегрузки $K_{2ав} = 1,4$. Следовательно, $K_{2ав} > K_2$ и такой режим допустим. При отказе трансформатора связи в летний период, оставшийся в работе трансформатор не подвергается (см. п. 5) перегрузке.

При отказе одного из генерирующих агрегатов в зимний период, оставшийся в работе турбогенератор с позиций теплового потребления загружен в течение суток до номинальной мощности — см. рис. 4.36. За счет имеющихся средств резервирования тепловой нагрузки (см. § 4.3) теплоснабжение потребителей при этом сохраняется в полном объеме. Переток мощности через трансформаторы связи в рассматриваемом режиме рассчитан по (4.29) и представлен на рис. 4.43. Из рисунка

видно, что $2S_{ном} = 126 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ превышает $S_{доп} = 35 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. При отказе генерирующего агрегата в летний период, переток мощности через трансформаторы связи будет, таким же как и на рис. 4.40.

В послеаварийных режимах также поддерживается устойчивая работа котельного и турбинного оборудования электростанции по его технологическому минимуму. Таким образом, при единичных отказах элементов схемы на рис. 4.34 обеспечиваются выдача мощности электростанции в систему, электро- и теплоснабжение (с учетом работы средств резервирования тепловой нагрузки) потребителей. На этом выбор мощности трансформаторов связи в схеме на рис. 4.34 закончен.

В уточненной методике, во-первых, не учитывается предположение о недопустимости ограничения выдачи мощности электростанции в систему и электроснабжения потребителей при расчетных (см. § 3.7, п. 4) отказах. Во-вторых, расчет производит также и по альтернативной блочной схеме (см. рис. 4.35).

Методические особенности обоснования схемы на рис. 4.35 следующие:

— выбирается мощность блочных трансформаторов (см. § 4.7, п. 3). В общем случае она должна быть достаточной для выдачи всей располагаемой мощности генерирующих агрегатов с учетом допустимой систематической перегрузки. Блочные трансформаторы должны быть с РПН;

— рассматриваются ремонтные режимы аналогично п. 5 упрощенной методики для схемы на рис. 4.34 с тем лишь отличием, что плановый простой блочного трансформатора и турбогенератора, как правило, совмещены.

— анализируются послеаварийные режимы подобно тому, как это выполняется в п. 6 упрощенной методики для схемы на рис. 4.34. Кроме того, для схемы на рис. 4.35 учитывается режим, связанный с отключением блочного трансформатора при сохранении в работе его турбогенератора. Режим работы последнего определится нагрузкой потребителей местного района с учетом (4.27).

Пример 4.9. Рассмотрим послеаварийный режим в схеме на рис. 4.35, связанный с отключением блочного трансформатора при сохранении в работе его турбогенератора, используя исходные данные Примера 4.8.

При отключении блочного трансформатора одного из генераторов его графики загрузки определяются нагрузкой потребителей местного района (см. рис. 4.38). Оставшуюся мощность, вырабатываемую на тепловом потреблении (см. рис. 4.36), восполнит другой агрегат. Проверку наличия или отсутствия ограничения генерирующей мощности в этом режиме проводят по критерию (4.27). Результаты расчетов приведены в табл. 4.11.

Таблица 4.11. Проверка послеаварийного режима

Часы суток	6	16	22	6	20
Период года	Зимний			Летний	
$P_{тепл}$, МВт	$\frac{160}{200}$	200	$\frac{200}{160}$	100	
$P_{сл.ном}$, МВт	100			100	
$P_{нт}$, МВт	$\frac{70}{110}$	$\frac{110}{120}$	$\frac{120}{70}$	$\frac{50}{80}$	$\frac{80}{100}$
$P_{ст}$, МВт	$\frac{18}{20}$	20	$\frac{20}{18}$	12	
ΔP , МВт	$\frac{-28}{-30}$	$\frac{-30}{-40}$	$\frac{-40}{-28}$	$\frac{-62}{-92}$	$\frac{-92}{-112}$

Как следует из таблицы, ограничения генерирующей мощности в рассматриваемом режиме нет ($\Delta P < 0$).

Далее необходимо оценить экономические последствия из-за ненадежности схем при расчетных авариях и провести технико-экономическое сравнение вариантов структурной схемы электростанции, что уже выполнялось ранее при других исходных данных (см. Примеры 4.2, 4.5, 4.7).

ГЛАВА ПЯТАЯ

ОБОСНОВАНИЕ И ВЫБОР СХЕМ КОММУТАЦИИ

5.1. Классификация схем коммутации

Распределительные устройства определяются типом, мощностью, напряжением и технологическим режимом электроустановок и выполняются по схемам, группируемым по виду подключения присоединений. В зависимости от количества выключателей на присоединение условно выделяются следующие группы схем (рис. 5.1—5.4 на стр. 149—151).

1. Схемы с коммутацией присоединения одним выключателем (рис. 5.1) — одна-две (в западноевропейских странах одна-две-три, реже четыре или даже пять) системы шин с обходной системой шин либо без нее.

2. Схемы с коммутацией присоединения двумя выключателями (рис. 5.2) — две системы шин с тремя выключателями на два присоединения (схема 3/2, полуплоторная), две системы шин с четырьмя выключателями на три присоединения (схема 4/3), многоугольники (треугольник, четырехугольник, пятиугольник, шестиугольник; в США и Канаде считаются приемлемыми к использованию и десяти-двенадцатигульники).

3. Схемы с коммутацией присоединения тремя и более выключателями (рис. 5.3) — связанные многоугольники, генератор—трансформатор—линия с уравнительно-обходным многоугольником, трансформаторы—шины.

4. Схемы упрощенные, с количеством выключателей меньшим количества присоединений (рис. 5.4) — блочные, ответвления от проходящих линий (комбинирование блочных схем), мостики, расширенный четырехугольник, заход—выход; в некоторых из схем выключатели отсутствуют, а вместо них используются отделители и короткозамыкатели.

Схемы первой группы именуют радиальными, а второй и третьей — кольцевыми. Их классификация от количества выключателей на присоединение имеет технико-экономическую основу. Стоимость ячейки выключателя 110—500 кВ на мировом рынке составляет 0,1—3 и даже 5 млн долл. (ячейка КРУЭ 500 кВ с выключателем).

5.2. Типовая сетка схем коммутации

Типовые схемы коммутации и области их применения определены НТП электростанций и подстанций [5.1—5.4]. В табл. 5.1—5.3 приведены типовые схемы коммутации электростанций, а в табл. 5.4 — подстанций. Знак «+» в табл. 5.1—5.4 относится к рекомендуемым схемам, знак «-» ставился, если рассматриваемая схема в НТП не упоминалась.

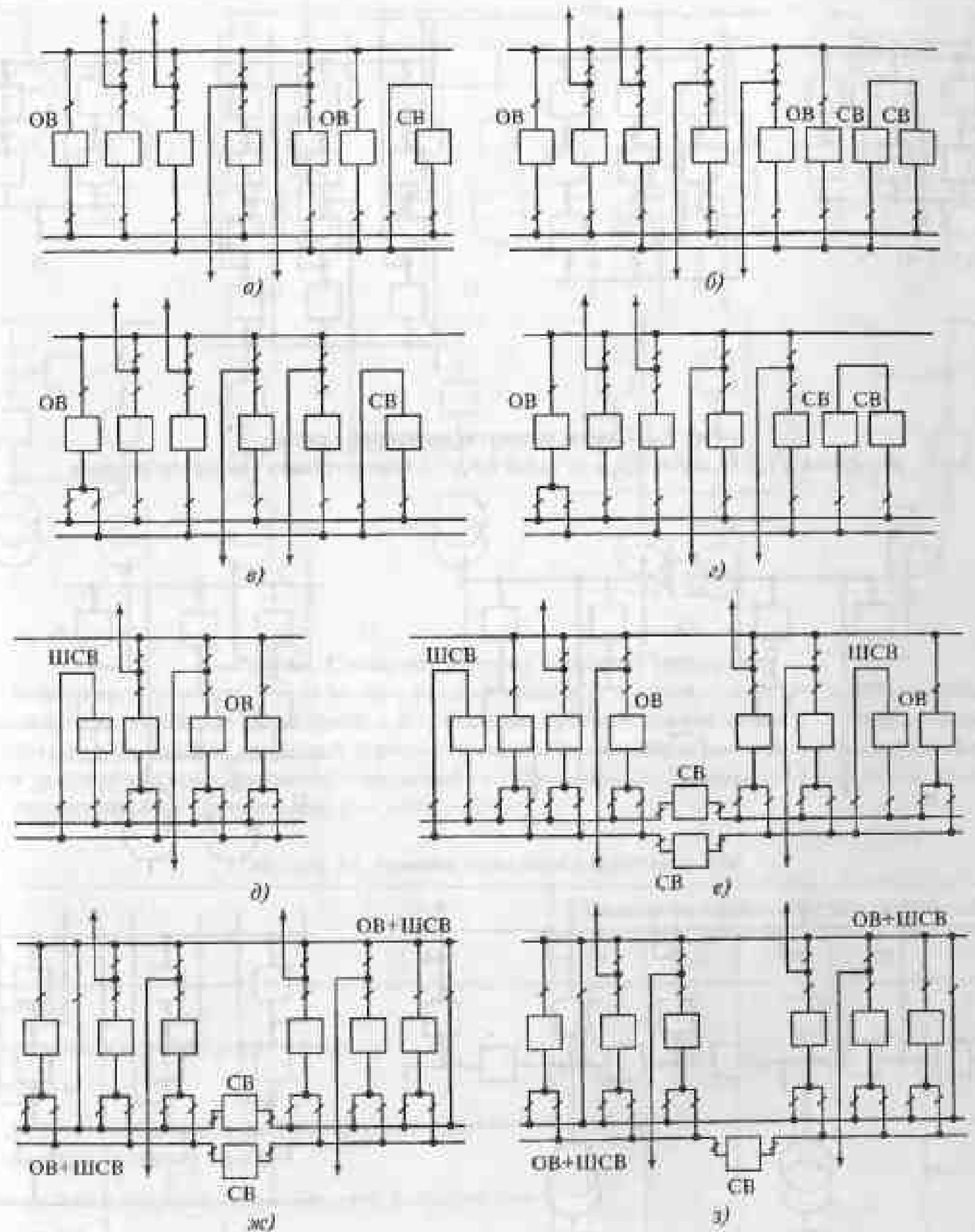


Рис. 5.1. Схемы коммутации первой группы с обходной системой шин:

а — с одной секционированной системой сборных шин с отдельными обходными выключателями на каждой секции; б — то же, но с системой сборных шин, секционированной двумя последовательно включенными выключателями; в — с одной секционированной системой сборных шин с одним обходным выключателем; г — то же, но с системой сборных шин, секционированной двумя последовательно включенными выключателями; д — е — двумя системами сборных шин; е — то же, но с секционированием обеих систем сборных шин, с двумя шинносоединительными и двумя обходными выключателями; ж — то же, но с совмещением функций обходного и шинносоединительного выключателей; з — то же, но с секционированием одной системы сборных шин; ОБ — обходной выключатель; СВ — секционный выключатель; ШСВ — шинносоединительный выключатель.

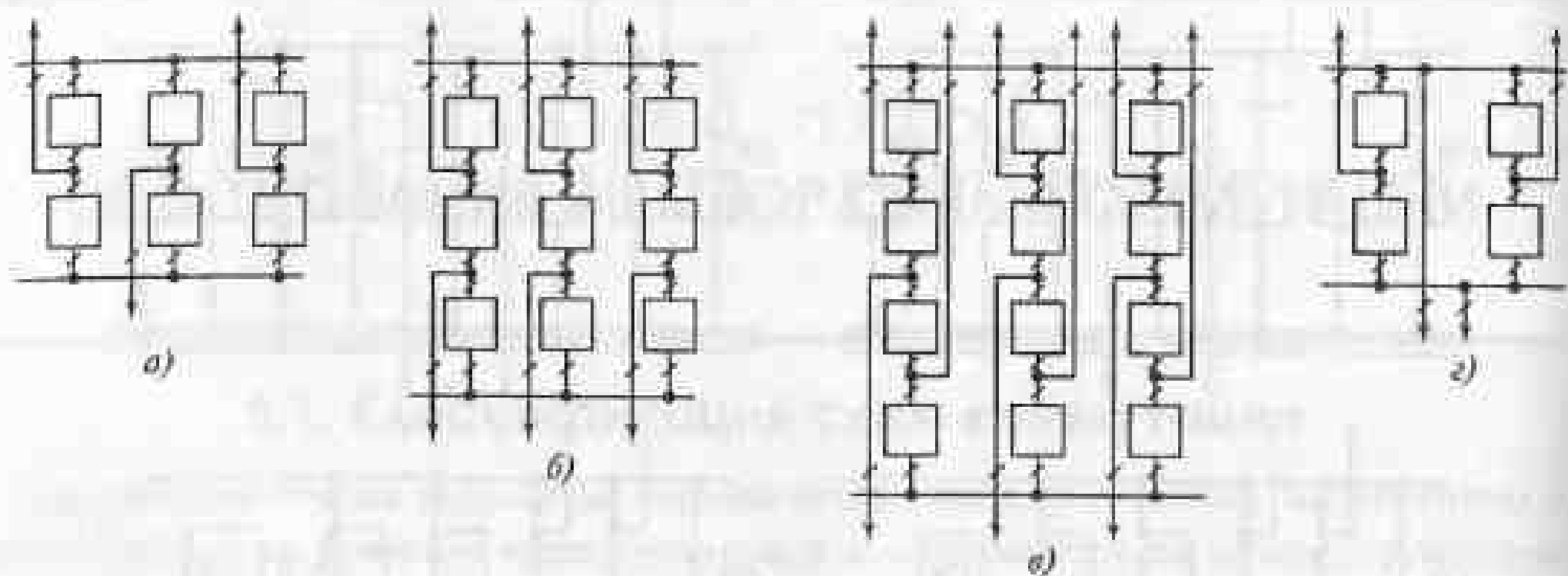


Рис. 5.2. Схемы коммутации второй группы:

а — схема 2/1; б — схема 3/2; в — схема 4/3; г — многоугольник (четыреугольник)

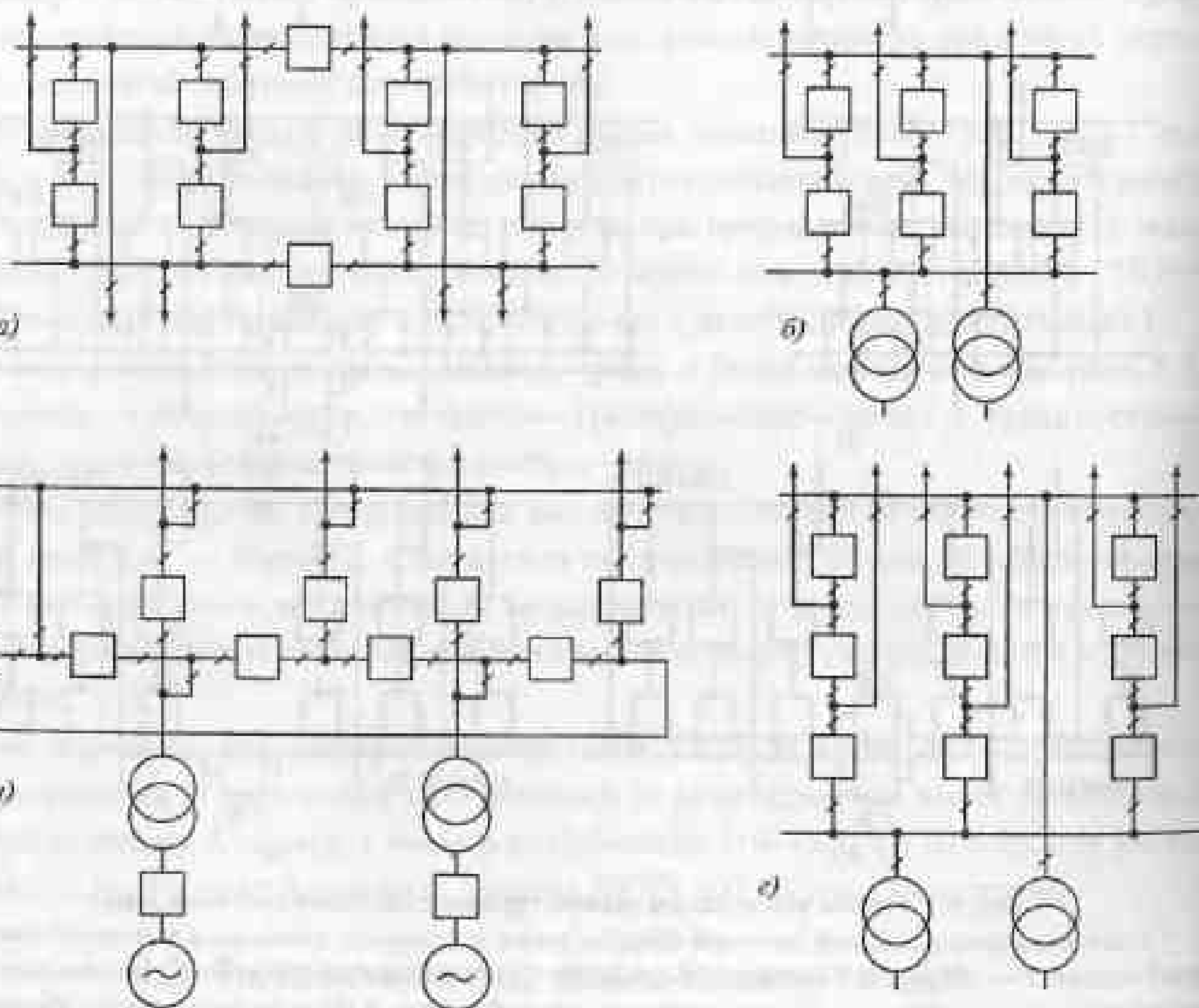


Рис. 5.3. Схемы коммутации третьей группы:

а — связанные многоугольники; б — трансформаторы—шины; в — генератор—трансформатор—линия с уравнительно-обходным многоугольником; г — трансформаторы—шины с полуторным присоединением линий

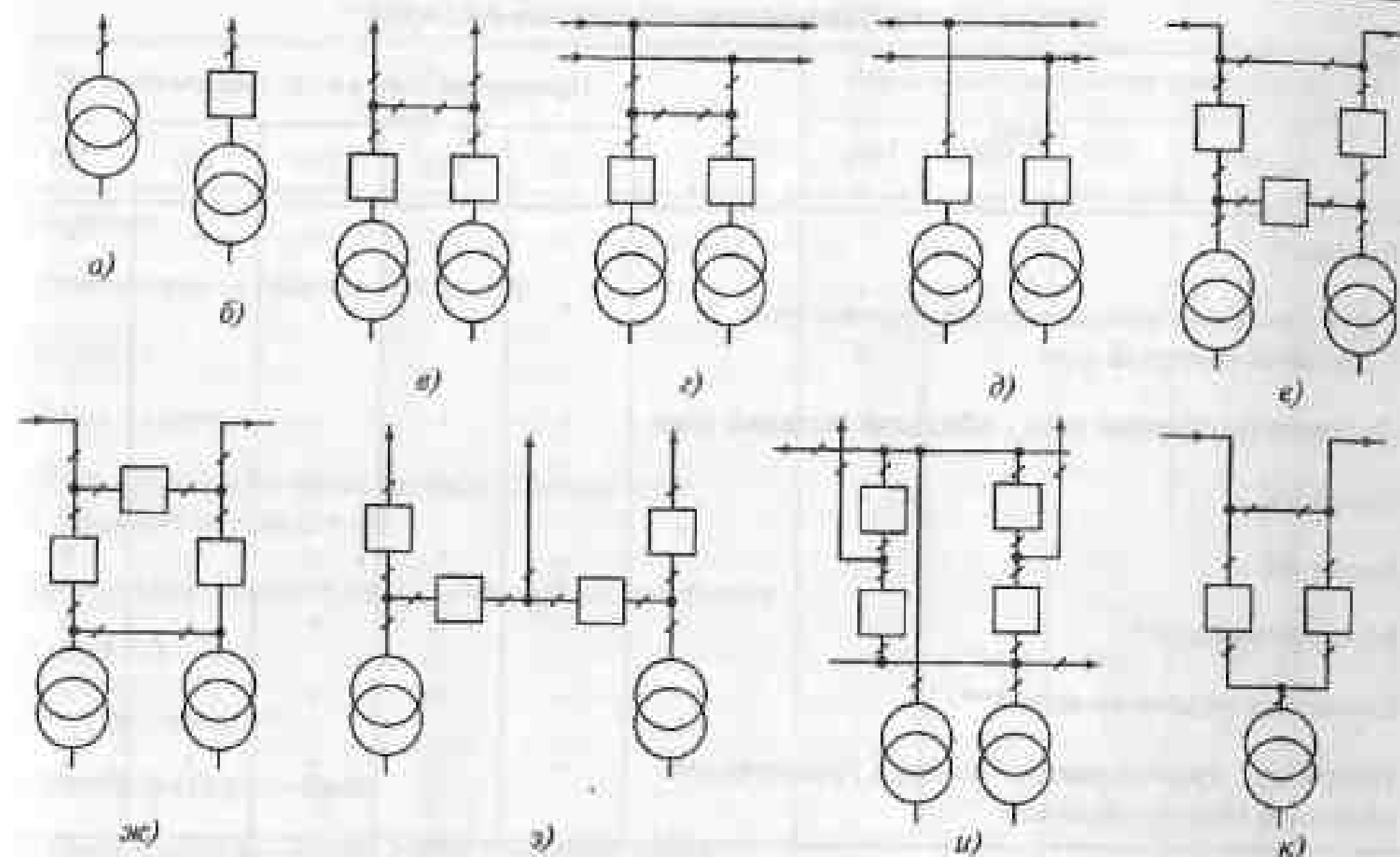


Рис. 5.4. Схемы коммутации четвертой группы:

а — блок с разъединителем; б — то же, но с выключателем; в — два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий; г, д — отступления от проходящих линий; е — мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов; ж — мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов; з — двойной мостик; и — расширенный четырехугольник; к — заход—выход

Таблица 5.1. Типовая сетка схем коммутации ТЭС

Схема	Применение схем в сетях напряжением, кВ				
	110	220	330	500	750
Блочные	+	+	+	+	+
Ответвления от проходящих линий	+	+*	+*	+*	+*
Мостики	+	+	+	+	+
Одна секционированная система сборных шин с обходной системой шин	+	+	-	-	-
Две системы сборных шин с обходной системой шин	+	+	-	-	-
Схема 3/2	-	-	+	+	+
Схема 4/3	-	-	+	+	+
Многоугольники**	+	+	+	+	+
Два связанных многоугольника***	-	-	+	+	+
Генератор—трансформатор—линия с уравнительно-обходным многоугольником	-	-	+	+	+

* Допускается использовать только при наличии достаточных обоснований.

** Количество присоединений до шести включительно.

*** Количество присоединений в каждом многоугольнике до шести включительно.

Таблица 5.2. Типовая сетка схем коммутации АЭС

Схема	Применение схем в сетях напряжением, кВ				
	110	220	330	500	750
Блочные*	-	-	+	+	+
Одна секционированная система сборных шин с обходной системой шин	+	+	-	-	-
Две системы сборных шин с обходной системой шин	+	+	-	-	-
Схема 3/2	-	+	+	+	+
Схема 4/3	-	+	+	+	+
Многоугольники**	-	-	+	+	+
Связанные многоугольники***	-	-	+	+	+
Генератор—трансформатор—линия с уравнительно-обходным многоугольником	-	-	+	+	+

* При длине линии до 5 км.

** Количество присоединений до четырех включительно.

*** Количество присоединений к каждому многоугольнику до шести включительно.

Таблица 5.3. Типовая сетка схем коммутации ГЭС и ГАЭС

Схема	Применение схем в сетях напряжением, кВ				
	110	220	330	500	750
Блочные	+	+	+	+	+
Мосты	+	+	-	-	-
Одна секционированная система сборных шин с обходной системой шин	+	+	-	-	-
Две системы сборных шин с обходной системой шин	+	+	-	-	-
Схема 3/2	-	-	+	+	+
Схема 4/3	-	-	+	+	+
Многоугольники*	+	+	+	+	+
Трансформаторы—шины	-	-	+	+	+
Трансформаторы—шины с подключением линий по схеме 3/2 или 4/3	-	-	+	+	+

* Количество присоединений до четырех включительно.

Таблица 5.4. Типовая сетка схем коммутации подстанций

Схема	Применение схем в сетях напряжением, кВ				
	110	220	330	500	750
Блочные	+	+	+	+	-
Ответвления от проходящих линий	+	+	-	-	-
Мосты	+	+	-	-	-
Заход—выход	+	+	-	-	-
Одна секционированная система сборных шин с обходной системой шин	+	+	-	-	-
Две системы сборных шин с обходной системой шин	+	+	-	-	-
Схема 3/2	-	-	+	+	+
Многоугольники*	-	+	+	+	+
Трансформаторы—шины	-	-	+	+	+
Трансформаторы—шины с подключением линий по схеме 3/2	-	+	+	+	+

* Количество присоединений до четырех включительно.

Согласно НТП область применения схем коммутации первой и четвертой групп (см. § 5.1) определяется преимущественно напряжением до 220 кВ, и лишь блочная схема считается приемлемой для более высоких значений напряжения. Схемы второй и третьей групп предназначены для РУ 330 кВ и выше, и только схема многоугольников рекомендуется для более низких значений напряжения. Как видно из табл. 5.1—5.4, схемы коммутации в НТП электроустановок различаются.

В схеме с двумя системами шин с обходной системой НТП регламентируют секционирование выключателями сборных шин в зависимости от количества присоединений к РУ. Для ГЭС, ГАЭС и подстанций при 16 и более присоединений обе рабочие системы шин секционируются выключателями; типовое решение предусматривает два шинно соединительных и два обходных выключателя. Для подстанций при 12—15 присоединениях допускается секционировать одну систему шин. При меньшем количестве присоединений сборные шины не секционируют. Для схем коммутации ТЭС и АЭС обе системы сборных шин секционируют при 17 и более присоединениях. При этом используются два выключателя, совмещающие функцию обходного и шинно соединительного выключателей; при 12—16 присоединениях секционируется одна из рабочих систем шин. Сборные шины не секционируют при меньшем количестве присоединений.

Совмещение функций обходного и шинно соединительного выключателей затрудняет эксплуатацию электроустановок и снижает их надежность из-за сложности блокировок и большого числа переключений во вторичных цепях. Поэтому желательно не совмещать функции выключателей. В 60—70-х годах в типовых схемах ТЭС функции обходного и шинно соединительного выключателей были совмещены. Причем

не только при секционировании систем шин, но и при наличии семи и менее присоединений к РУ.

При наличии двух обходных выключателей обходная система шин в ряде случаев секционируется разъединителем или состоит из двух независимых частей. Последнее решение, в частности, используется на подстанциях. Тем самым исключается непосредственная связь по обходной системе шин двух присоединений при задействованных в работе обходных выключателях. Плановые ремонты выключателей в РУ выполняются поочередно, попарно. Присутствие в схеме двух обходных выключателей оправдано при необходимости замены одного отказавшего выключателя во время планового ремонта другого.

Обходная система шин в схеме с одной-двумя системами сборных шин присутствует не всегда и ее не используют в РУ 35 кВ из-за непродолжительности плановых ремонтов выключателей данного класса напряжения.

Для схем коммутации подстанций с одной системой шин с обходной предусматривается, при наличии обоснования, секционирование системы шин двумя последовательно включенными выключателями. Традиционно для подстанций в схеме с одной секционированной системой сборных шин устанавливается один обходной выключатель с развилкой из двух шинных разъединителей с выходом на обе секции. Для ТЭС и АЭС обходной выключатель предусматривается на каждой секции.

На АЭС моноблоки мощностью 500—1000 МВт, а также автотрансформаторы связи мощностью 500 МВ·А коммутируются не менее чем двумя выключателями независимо от типа схемы.

В настоящее время в проектных организациях рассматриваются предложения по усовершенствованию схем. Так, для ТЭС в схемах с одной системой сборных шин предусматриваются два последовательно включенных секционных выключателя. В схеме с двумя системами сборных шин с обходной при количестве присоединений 11 и менее системы шин не секционируются. При количестве присоединений 12 и более секционируются выключателями на две части каждая из систем шин. Секционирование обеих систем сборных шин выполняется независимо от количества присоединений при подключении к РУ двух пускорезервных трансформаторов СН. Моноблоки мощностью 500 МВт и более и автотрансформаторы связи мощностью 500 МВ·А подключаются в схеме с двумя системами шин с обходной двумя выключателями. Область применения схем 3/2 и 4/3 распространяется практически на всю гамму повышенных напряжений, т.е. 110 кВ и выше. Видно, что новации направлены на повышение надежности схем коммутации.

Общие требования к схемам электрических соединений электроустановок приведены в § 2.1. В НТП электростанций и подстанций содержатся дополнительные требования к схемам коммутации. Так, для ТЭС рекомендуется следующее:

— на электростанциях с агрегатами мощностью 300 МВт и более отказ любого из выключателей, кроме секционного или шинно соединительного, не должен приводить к отключению более одного энергоблока и одной или нескольких линий, если при этом обеспечивается устойчивость энергосистемы или ее части;

— при отказе секционного или шинно соединительного выключателя, а также при отказе одного из выключателей во время планового ремонта другого, от сети не должно отключаться свыше двух энергоблоков мощностью 300 МВт и более и двух линий,

если при этом обеспечивается устойчивость энергосистемы или ее части. При обосновании допускается одновременная потеря более двух блоков, если последнее допустимо по условию сохранения устойчивости энергосистемы или ее части, не приводит к полному останову электростанции и не нарушает нормальной работы остальных блоков;

— для ТЭС допустимое количество и суммарная мощность одновременно отключаемых агрегатов при отказе любого выключателя определяется не только условиями сохранения устойчивости энергосистемы, но и обеспечением электро- и теплоснабжением потребителей;

— отказ любого выключателя не должен сопровождаться отключением более одной цепи (двух линий) двухцепного транзита 110 кВ и выше;

— отключение линий электропередачи должно производиться не более чем двумя выключателями, (авто)трансформаторов — не более чем тремя выключателями в каждом из РУ повышенных напряжений;

— плановый ремонт выключателей 110 кВ и выше осуществляется без отключения соответствующих присоединений;

— при питании от рассматриваемого РУ двух пускорезервных трансформаторов СН блочной электростанции должна исключаться возможность их одновременного отключения при единичном отказе любого выключателя схемы.

Сходные, но более жесткие требования установлены для схем коммутации АЭС. При реакторных блоках 1000 МВт и выше отказ любого выключателя не должен приводить к отключению более одного энергоблока и одной или нескольких линий, если при этом обеспечивается устойчивость энергосистемы. При отказе шинно соединительного или секционного выключателя при мощности блока менее 1000 МВт, а также при отказе одного из выключателей во время планового ремонта другого, от сети не должно отключаться более двух энергоблоков мощностью до 1000 МВт и выше и такого количества линий, при которых обеспечивается устойчивость энергосистемы.

В схемах РУ ТЭС и ГАЭС в послеаварийных режимах не регламентируется количество одновременно отключаемых от сети блоков. Отключение блочного трансформатора должно производиться не более чем тремя выключателями, отключение (авто)трансформатора связи напряжением до 500 кВ — не более чем четырьмя, а 750 кВ — не более чем тремя выключателями в РУ одного напряжения.

На подстанциях максимальное количество выключателей, отключающих линию электропередачи, должно быть не более двух, (авто)трансформатор напряжением до 500 кВ — не более четырех, а 750 кВ — не более трех в РУ одного повышенного напряжения.

В настоящее время в проектных организациях анализируются дополнительные требования к схемам коммутации. Так, для блочных ТЭС предполагается, что отказ любого из выключателей или повреждение на развилке из шинных разъединителей не должно приводить к отключению более одного энергоблока и одной или нескольких линий, если при этом обеспечивается устойчивость энергосистемы или ее части. Отключение (авто)трансформаторов связи осуществляется не более чем двумя выключателями в каждом из РУ повышенных напряжений. На ТЭС отказ любого выключателя или повреждение на развилке из шинных разъединителей не должно сопровождаться полной остановкой электростанции.

5.3. Опыт использования схем коммутации

При проектировании энергосистем были выявлены предпочтительные схемы коммутации. Ниже приведена дополнительная оценка областей применения схем коммутации. Анализу были подвергнуты 349 РУ 110—750 кВ 226 наиболее крупных электростанций страны.

Схемы коммутации КЭС (табл. 5.5). Из таблицы следует, что при напряжении 110—220 кВ использовалась схема с двумя системами шин с обходной системой. Прочие схемы применяются эпизодически. В распределительных устройствах 330 кВ в равной степени применяются два типа схем: 3/2 и две системы шин с обходной. Такое положение не связано с параметрами электростанций, а определялось политикой формирования схем, принятой в период их проектирования. Так, до второй половины 60-х годов схема с двумя системами шин с обходной считалась приемлемой при напряжении 110—500 кВ. Распределительные устройства 500 кВ представлялись, как правило, схемами второй (см. § 5.1) группы. Другие схемы используются в единичных случаях. При 330 кВ и выше полусторонняя схема применяется наиболее часто.

Схемы коммутации ТЭЦ (табл. 5.6). Обычно выдана мощности ТЭЦ осуществлена на напряжении 110—220 кВ. Как и для КЭС, РУ 110—220 кВ ТЭЦ выполнены преимущественно по схеме с двумя системами шин с обходной системой. При напряжении 110 кВ примерно в 25 % случаев

Таблица 5.5. Схемы коммутации КЭС

Схема	Частота применения, %, при напряжении			
	110(150) кВ	220 кВ	330 кВ	500 кВ
Одна секционированная система сборных шин	1,5	3,6	—	—
Две системы сборных шин	12,4	—	—	—
Две системы сборных шин с обходной	84,6	87,4	45,0	12,0
Схема 2/1	—	3,6	—	—
Схема 3/2	—	1,8	50,0	40,0
Схема 4/3	—	—	5,0	24,0
Многоугольники	—	1,8	—	16,0
Связанные многоугольники	—	—	—	4,0
Генератор—трансформатор—линия	1,5	—	—	—
Мостки	—	1,8	—	4,0

Таблица 5.6. Схемы коммутации ТЭЦ

Схема	Частота применения, %, при напряжении	
	110(150) кВ	220 кВ
Две системы сборных шин	24,7	—
Две системы сборных шин с обходной	66,7	64,3
Многоугольники	—	14,3
Генератор—трансформатор—линия	6,1	14,3
Мостки	2,5	7,1

применяется схема с двумя системами шин, т.е. без обходной системы. Это связано с условиями размещения ТЭЦ в стесненных зонах городской или промышленной застройки и использованием закрытых РУ.

Схемы коммутации АЭС (табл. 5.7). При напряжении 110—220 кВ использована схема с двумя системами шин с обходной, а при 330 кВ и выше, как правило, схема 3/2. В отличие от схем для КЭС здесь явно выражена унификация схем.

Схемы коммутации ГЭС и ГАЭС (табл. 5.8). Их частота применения, а также преимущественные схемы подобны таковым для КЭС. Основным отличием является высокая степень применения схем многоугольников.

Схемы коммутации подстанций (табл. 5.9). При напряжении 500 кВ в 90 % случаев использованы различные топологические схемы: четырехугольник и трансформаторы—шины. Конструктивно первую схему можно преобразовать во вторую при увеличении присоединений более четырех. Эти же схемы преимущественно (60 %) используются при напряжении 330 кВ, но степень унификации при этом ниже.

Таблица 5.7. Схемы коммутации АЭС

Схема	Частота применения, %, при напряжении				
	110 кВ	220 кВ	330 кВ	500 кВ	750 кВ
Две системы сборных шин с обходной	100,0	100,0	—	—	—
Схема 3/2	—	—	75,0	87,5	81,8
Схема 4/3	—	—	25,0	12,5	9,1
Связанные многоугольники	—	—	—	—	9,1

Таблица 5.8. Схемы коммутации ГЭС и ГАЭС

Схема	Частота применения, %, при напряжении			
	110(150) кВ	220 кВ	330 кВ	500 кВ
Две системы сборных шин с обходной	80,0	50,0	—	—
Схема 2/1	20,0	7,7	—	16,7
Схема 3/2	—	7,7	—	41,7
Схема 4/3	—	—	20,0	25,0
Многоугольники	—	30,7	80,0	8,3
Трансформаторы—шины	—	3,9	—	8,3

Таблица 5.9. Схемы коммутации подстанций

Схемы	Частота применения, %, при напряжении			
	110 кВ	220 кВ	330 кВ	500 кВ
Блочные	17,6	13,2	—	1,4
Мостики	22,2	24,6	—	—
Одна несекционированная система сборных шин	—	—	3,1	—
Одна секционированная система сборных шин с обходной либо без нее	—	7,7	—	—
Две системы сборных шин с обходной	38,0	39,0	9,4	1,4
Четырехугольник*	8,3	8,2	34,4	38,9
По типу расширенного четырехугольника**	—	1,1	6,2	1,4
Заход—выход	—	4,4	—	—
По типу заход—выход***	9,3	—	—	—
Трансформаторы—шины	—	0,7	31,3	51,3
Трансформаторы—шины с подключением линий по схеме 3/2	—	—	6,2	—
Линии—шины	—	—	—	1,4
Схема 2/1	—	—	—	1,4
Схема 3/2	—	—	9,4	2,8
Прочие, не используемые в единичных случаях	4,6	1,1	—	—
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0

* В процессе реализации проектных решений некоторые РУ имеют схему треугольника.

** Четырехугольник, к каждому узлу которого может быть подключено более одного присоединения.

*** Вместо выключателей установлены разъединители, в цепях трансформаторов — отделители.

При напряжении 220 кВ преимущественно применяются схемы с двумя системами шин с обходной системой либо без нее (39%), мостиков (24,6%) и блочные (13,2%). Их результирующая частота применения свыше 70%. По сравнению с РУ 330 и 500 кВ наблюдается снижение унификации схем.

Плотность нагрузки в регионе, где анализировались схемы подстанций напряжением 110 кВ, в одних районах составляет 70 кВт/км², в других — 1700 кВт/км². Из таблицы следует, что здесь, как и для РУ 220 кВ, преимущественно применяются схемы с двумя системами шин с обходной системой либо без нее (38%), мостиков (22,2%) и блочные (17,6%). Их результирующая частота применения близка к 80%.

Дополнительно рассмотрим схемы коммутации на вторичной стороне 110—220 кВ подстанций с высшим напряжением 220—500 кВ. Последние в сети соответствующего класса напряжения являются нагрузочными узлами, вторичная сторона подстанций — источники питания сети рассматриваемого класса напряжения. В основном РУ 110—220 кВ выполнены по схеме с двумя системами сборных шин с обходной либо без нее. Для РУ 110—220 кВ подстанций 500/220, 500/110, 500/220/110, 330/110 и 330/220/110 кВ обходная система применялась всегда.

Количество подстанций 750 кВ невелико (см. § 4.1). На них использованы следующие схемы: четырехугольник (треугольник) — шесть, по типу расширенного четырехугольника — одна, трансформаторы—шины — две, полуторная — две подстанции. Преимущественно на подстанциях высшего напряжения 750 кВ применяется полуторная схема на стороне 330 кВ.

5.4. Особенности схем коммутации подстанций

Подстанции — это наиболее распространенный тип электроустановок. Одновременно в энергосистемах сооружается или реконструируется их большое количество. Поэтому при проектировании в качестве важной задачи считают унификацию схемных и конструктивных решений в целях снижения затрат на сооружение и эксплуатацию подстанций. Их схемы на высшем (35 кВ и более) и низшем (6—10 кВ) напряжениях имеют отличия. Рассмотрим их особенности.

Схемы высшего напряжения. Схемы коммутации подстанций зависят от структуры электрических сетей, в которых выделяют [5.5] источники питания; шины электростанций, а также вторичные стороны подстанций более высокого напряжения. Кроме того, в схемах учитывается количество питающих и нагрузочных узлов, присоединений к узлу, их взаимное расположение и т.д.

Так, в распределительных сетях 110—220 кВ преимущественно применяются *радиальные* или *радиально-узловые* схемы (рис. 5.5). Радиальные схемы бывают с односторонним (рис. 5.5, а) или двусторонним (рис. 5.5, б—г) питанием и подключением подстанций по двум линиям. Так же применяются радиально-узловые схемы (рис. 5.5, д—ж). В них хотя бы один нагрузочный узел подключен к сети более чем по двум линиям.

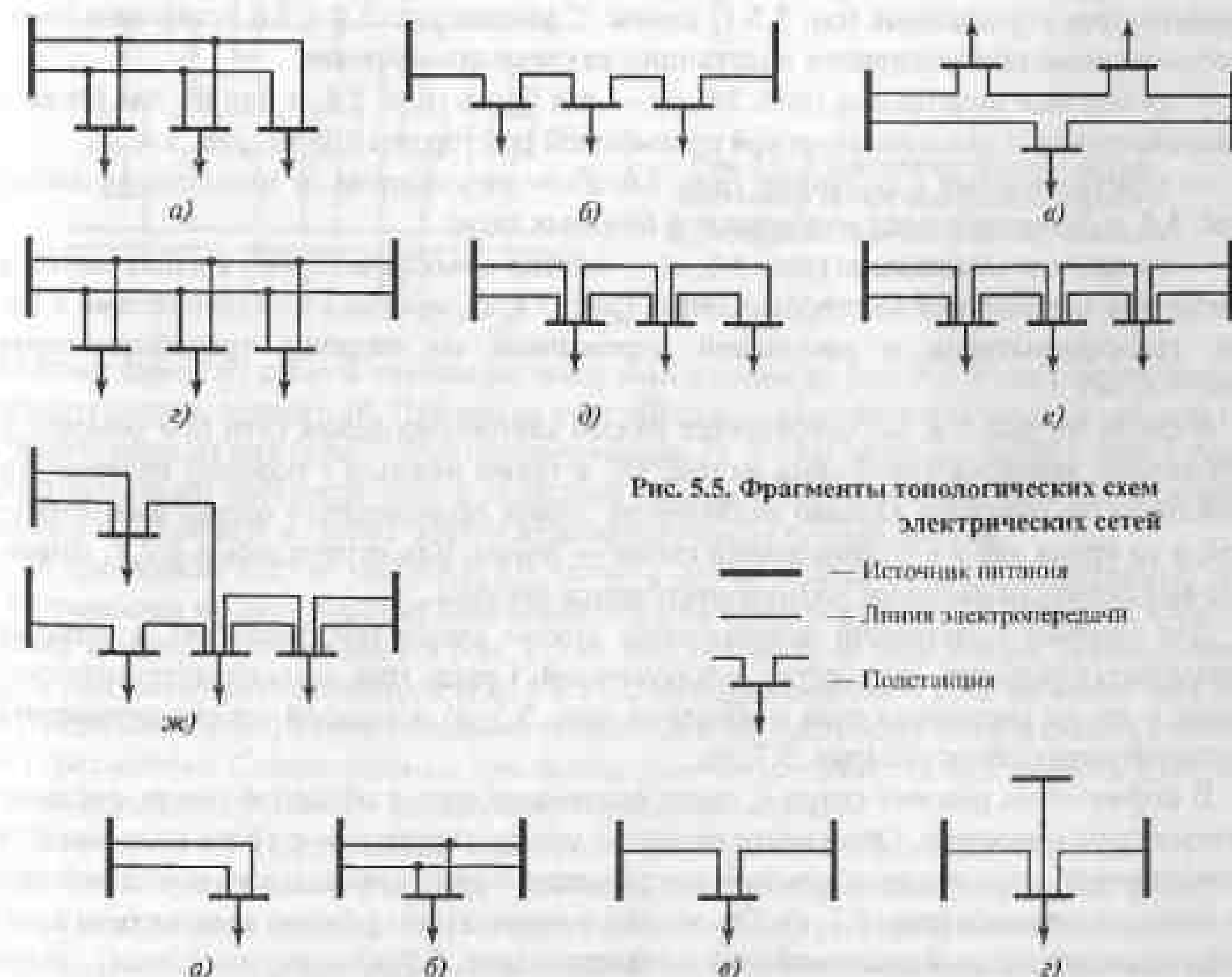


Рис. 5.5. Фрагменты топологических схем электрических сетей

Рис. 5.6. Схемы присоединения подстанций: (обозначения см. на рис. 5.5)

По способу присоединения к электрической сети различают *тупиковые* (рис. 5.6, а), *ответвительные* (рис. 5.6, б), *проходные* (рис. 5.6, в) и *узловые* (рис. 5.6, г) подстанции. Тупиковые подстанции питаются по радиальным линиям. Ответвительные подстанции присоединяются к проходящим линиям на ответвлении. Проходные подстанции подключаются к сети заходом одной линии с двусторонним питанием. Узловыми именуют подстанции, присоединяемые к сети по трем и более линиям электропередачи.

В основных сетях напряжением 500 кВ и выше применяются кольцевые схемы, так как распределительные и основные сети выполняют различные функции (см. § 2.1). В начальные этапы развития сети высшего напряжения были предназначены для максимального охвата обширных регионов электроснабжения в целях реализации межсистемного эффекта (см. § 3.2). Продолжительные нагрузки линий электропередачи были относительно невелики. При этом более предпочтительные технико-экономические показатели имели не радиальные, а кольцевые схемы [1.3]. Сети 330 кВ занимают промежуточное положение, все более приобретая функции распределительных сетей.

Радиальные схемы сети позволяют максимально унифицировать схемы коммутации подстанций; каждая из них имеет четыре присоединения: две линии электропередачи и два (авто)трансформатора (см. § 4.1). В зависимости от конфигурации сети применяются упрощенные (см. § 5.1) схемы. С учетом рис. 5.4 и 5.6 установим соответствующие схемы присоединения подстанции ее схеме коммутации:

- тупиковые подстанции (рис. 5.6, а) — два блока (рис. 5.4, а или б), два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (рис. 5.4, а);
- ответвительные подстанции (рис. 5.6, б) — ответвления от проходящих линий (рис. 5.4, з, д), являющиеся комбинацией блочных схем;
- проходные подстанции (рис. 5.6, в) — мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (рис. 5.4, е), мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (рис. 5.4, ж).

В схеме на рис. 5.4, ж, сохраняется режим секционирования сети при ремонте в ней любого выключателя. Схема на рис. 5.4, е таким важным с позиций надежности свойством не обладает. Однако отключение линии производится одним выключателем, в то время как в альтернативной схеме — двумя. Как отмечалось в § 2.7, линейные выключатели наиболее часто подвергаются отказам.

Для узловых подстанций используются другие схемы (см. табл. 5.4), в которых применяется большее количество выключателей. Среди этих схем следует выделить схемы с двумя системами шин с обходной (рис. 5.7, а) и с одной секционированной системой шин с обходной (рис. 5.7, б).

В нормальном режиме схема с двумя системами шин с обходной имеет *фиксированные* присоединения. Они распределяются между системами шин по возможности симметрично; шиносоединительный выключатель нормально включен и секционирует электроустановку (рис. 5.7, в). Тот же вид в нормальном режиме имеет схема с одной секционированной системой шин с обходной (рис. 5.7, г).

При выводе из работы в схеме на рис. 5.7, а одной системы шин, все присоединения группируются на второй системе. Такой возможности в схеме на рис. 5.7, б нет.

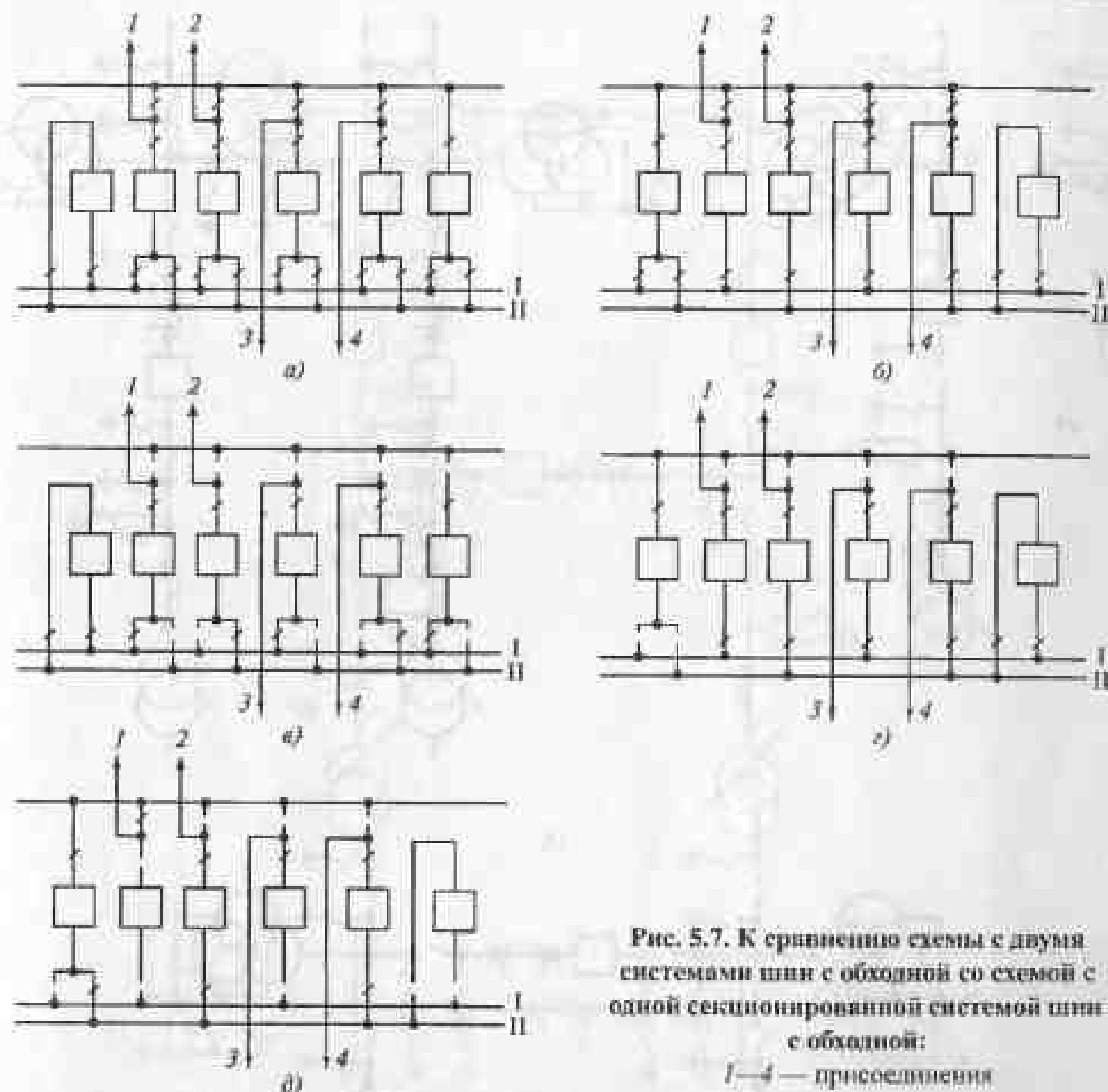


Рис. 5.7. К сравнению схемы с двумя системами шин с обходной со схемой с одной секционированной системой шин с обходной:
1—4 — присоединения

Поэтому вывод из работы секции системы шин в схеме на рис. 5.7, б сопряжен с погашением ее присоединений. Причем за счет обходного выключателя удастся сохранить в работе одно из них (рис. 5.7, д, присоединение 1). Таким образом, схема с одной секционированной системой шин с обходной системой применяется, если на каждую секцию приходится не более одного нерезервируемого присоединения.

В противном случае применяется схема с двумя системами шин с обходной. За счет развилки из двух шинных разъединителей на каждом присоединении надежность схемы на рис. 5.7, а снижается (см. § 2.7). Как правило, на подстанции устанавливаются два (авто)трансформатора (см. § 4.1). Она подключается к сети не менее чем по двум линиям, т.е. нерезервированные присоединения распространены в схемах далеко не повсеместно. Следовательно, при прочих равных условиях схемы с одной и с двумя системами шин с обходной не являются альтернативными.

На рис. 5.8—5.11 приведены фрагменты главных схем подстанций (см. табл. 5.4). Параметры трансформаторов тока (количество магнитопроводов, вторичных обмоток и т.п.) показаны на рис. 5.8—5.11 условно. Так, они могут встраиваться во вводы силовых (авто)трансформаторов и выключателей, быть отдельно стоящими (см. табл. 5.9—5.11 в [2.3]). Количество вторичных обмоток составляет 3—5 при напряжении соответственно 110—500 кВ.

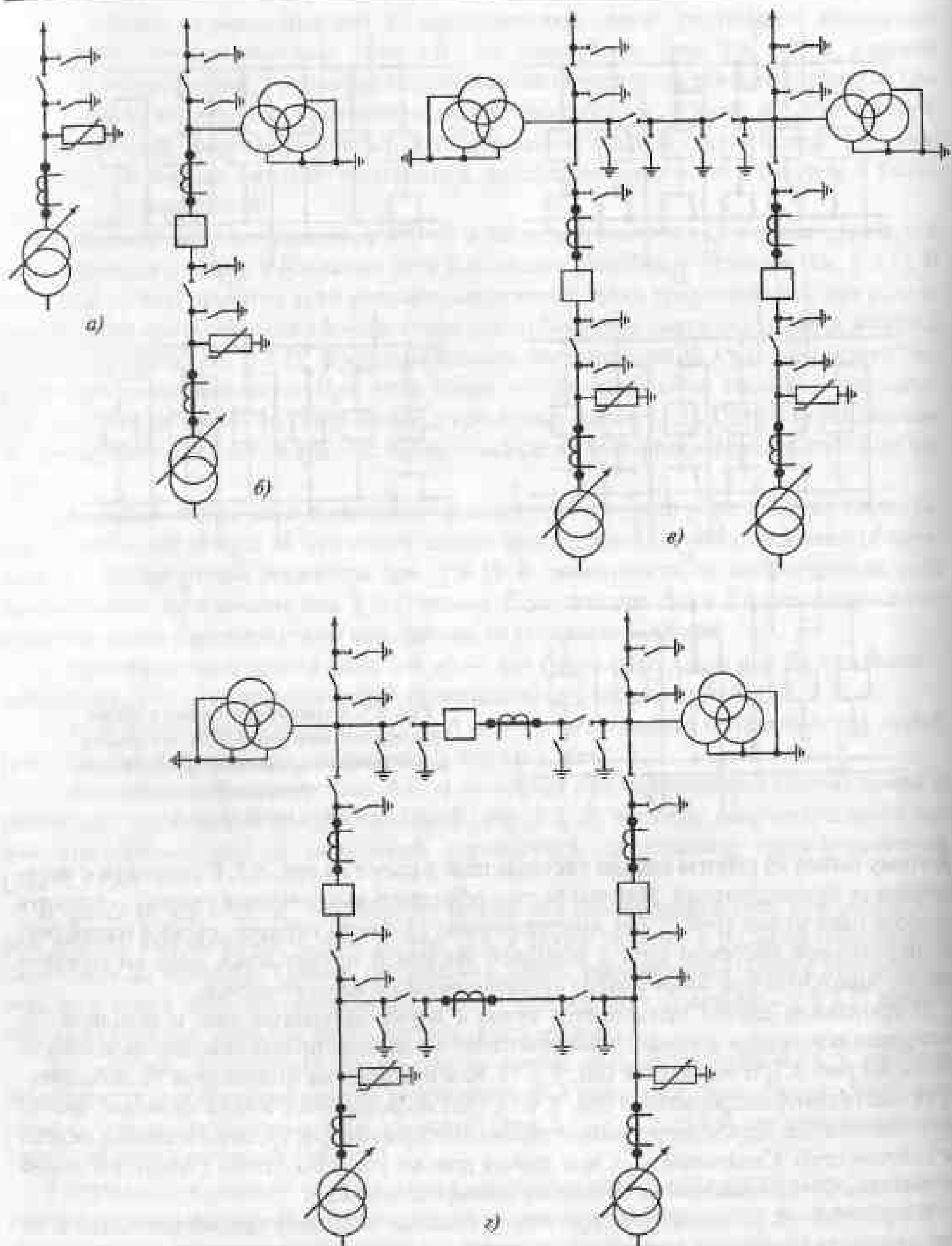


Рис. 5.8. Фрагменты главных схем:

а — блок с разъединителем; б — то же, но с выключателем; в — два блока с выключателями и автоматической перемычкой со стороны линий; г — мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов; д — то же, но в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий; е — заход—выход

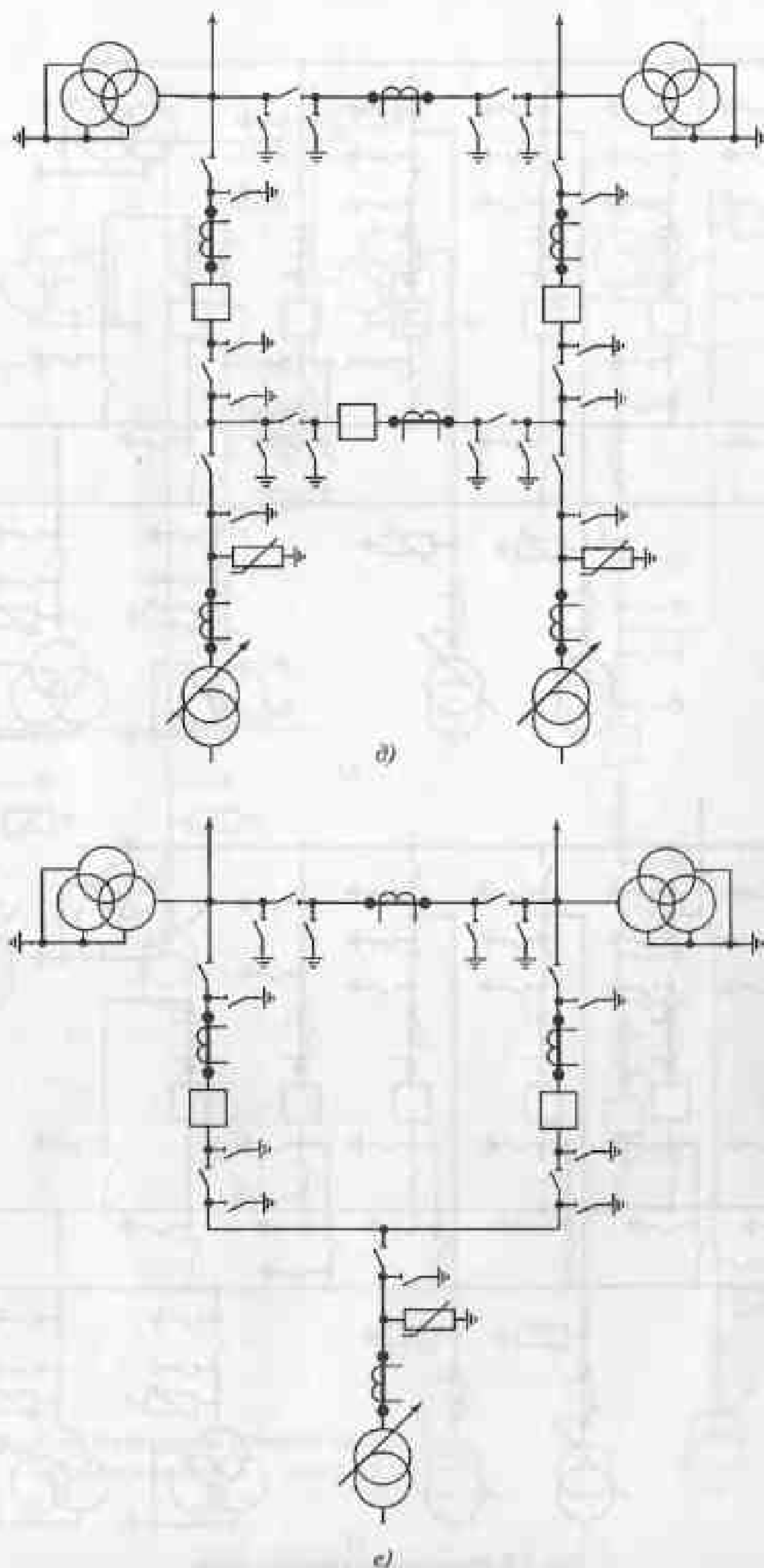


Рис. 5.8. Окончание

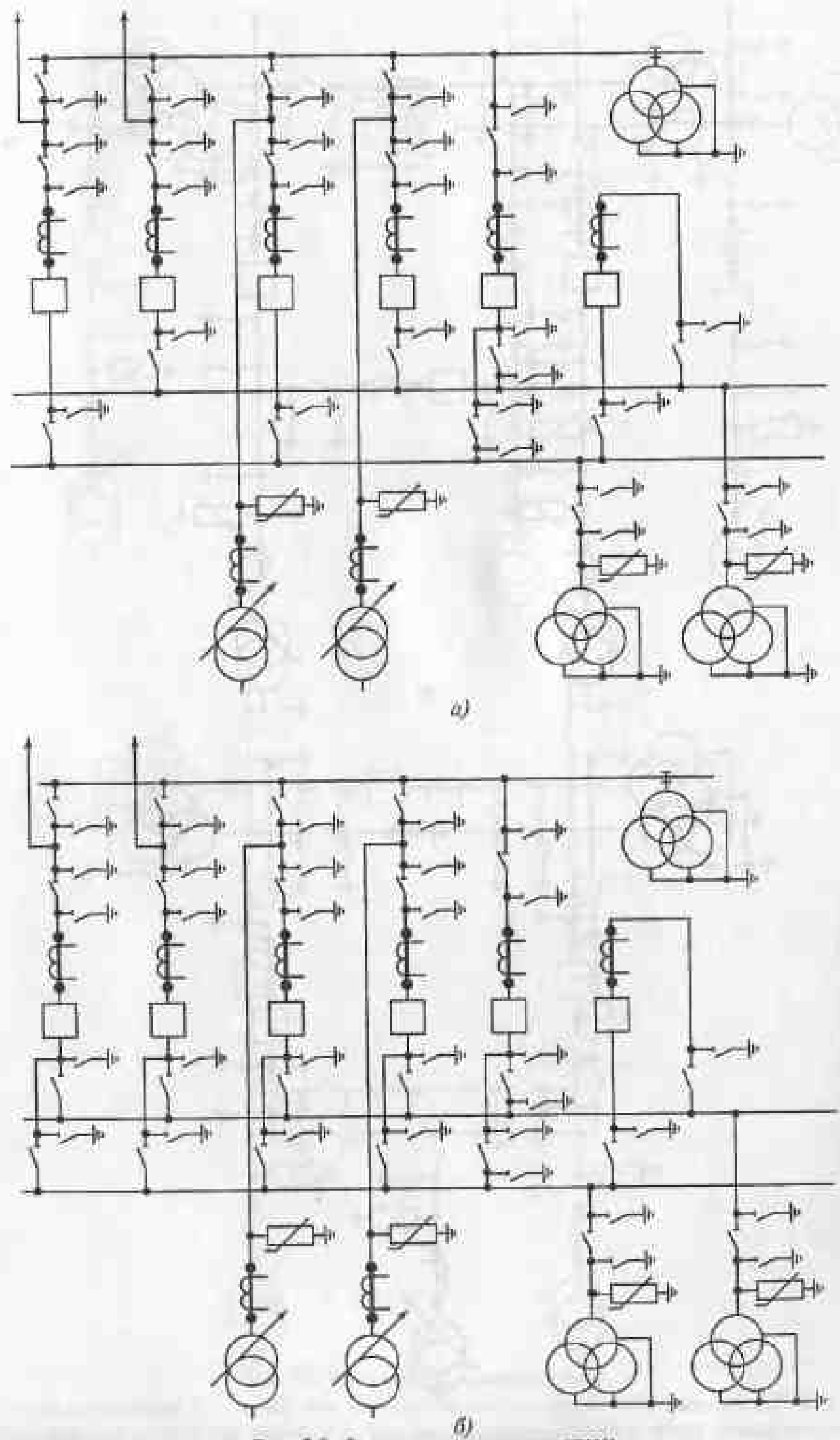


Рис. 5.9. Фрагменты главных схем:
 а — схема с одной секционированной системой шин с обходной;
 б — схема с двумя системами шин с обходной

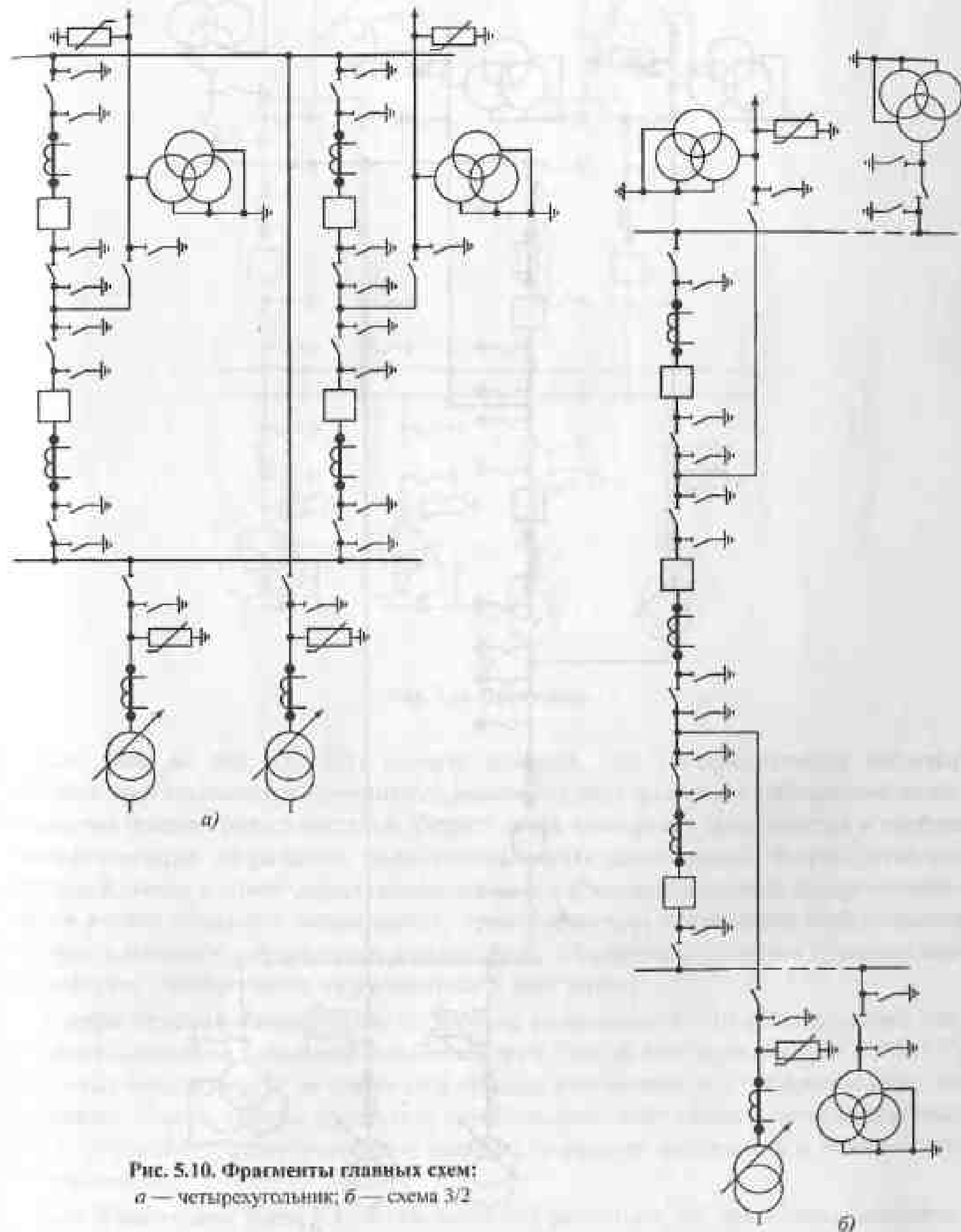


Рис. 5.10. Фрагменты главных схем:
 а — четырехугольник; б — схема 3/2

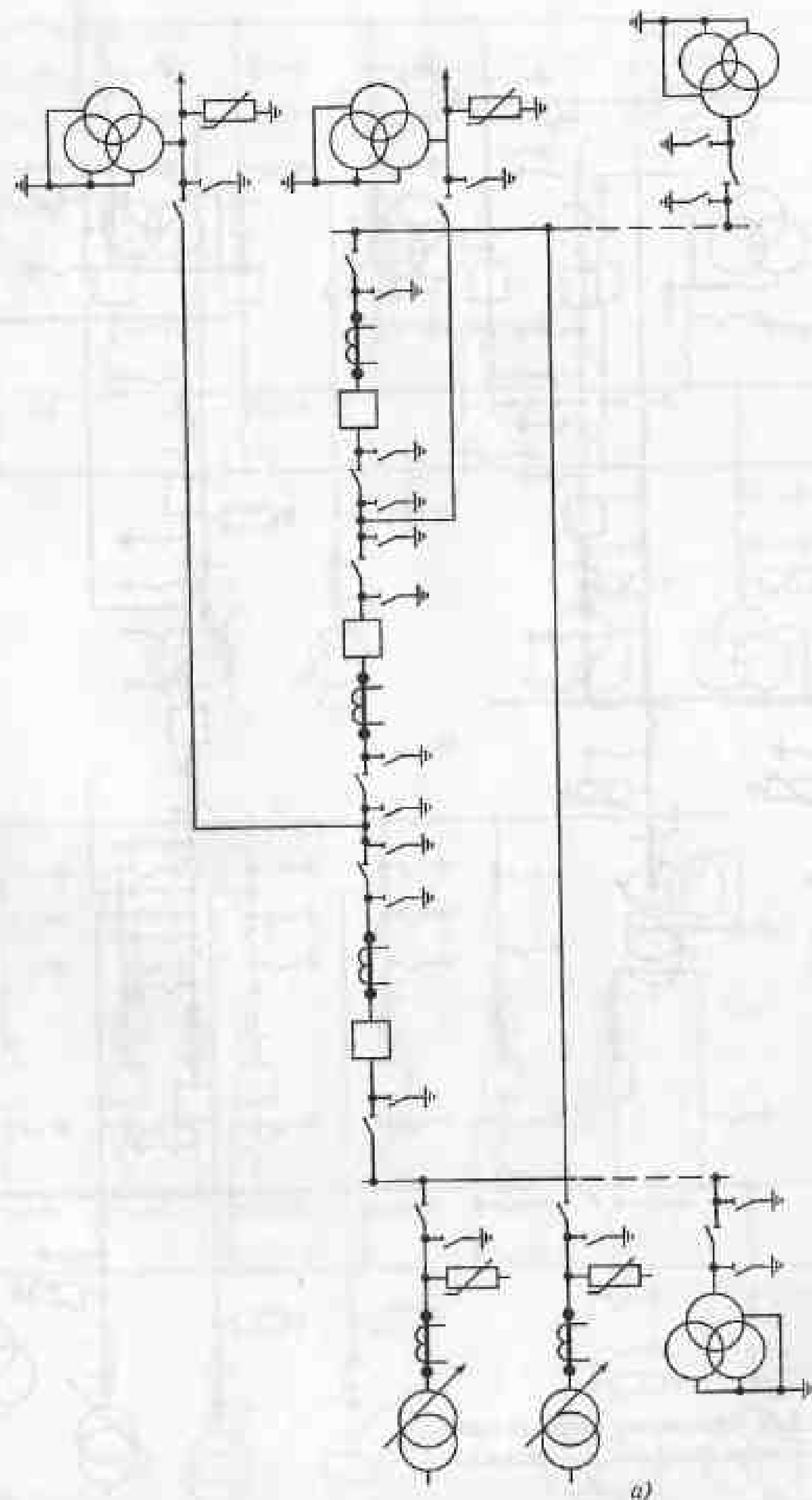


Рис. 5.11. Фрагменты главных схем:
 а — трансформаторы—шины с подключением шин по схеме 3:2;
 б — трансформаторы—шины

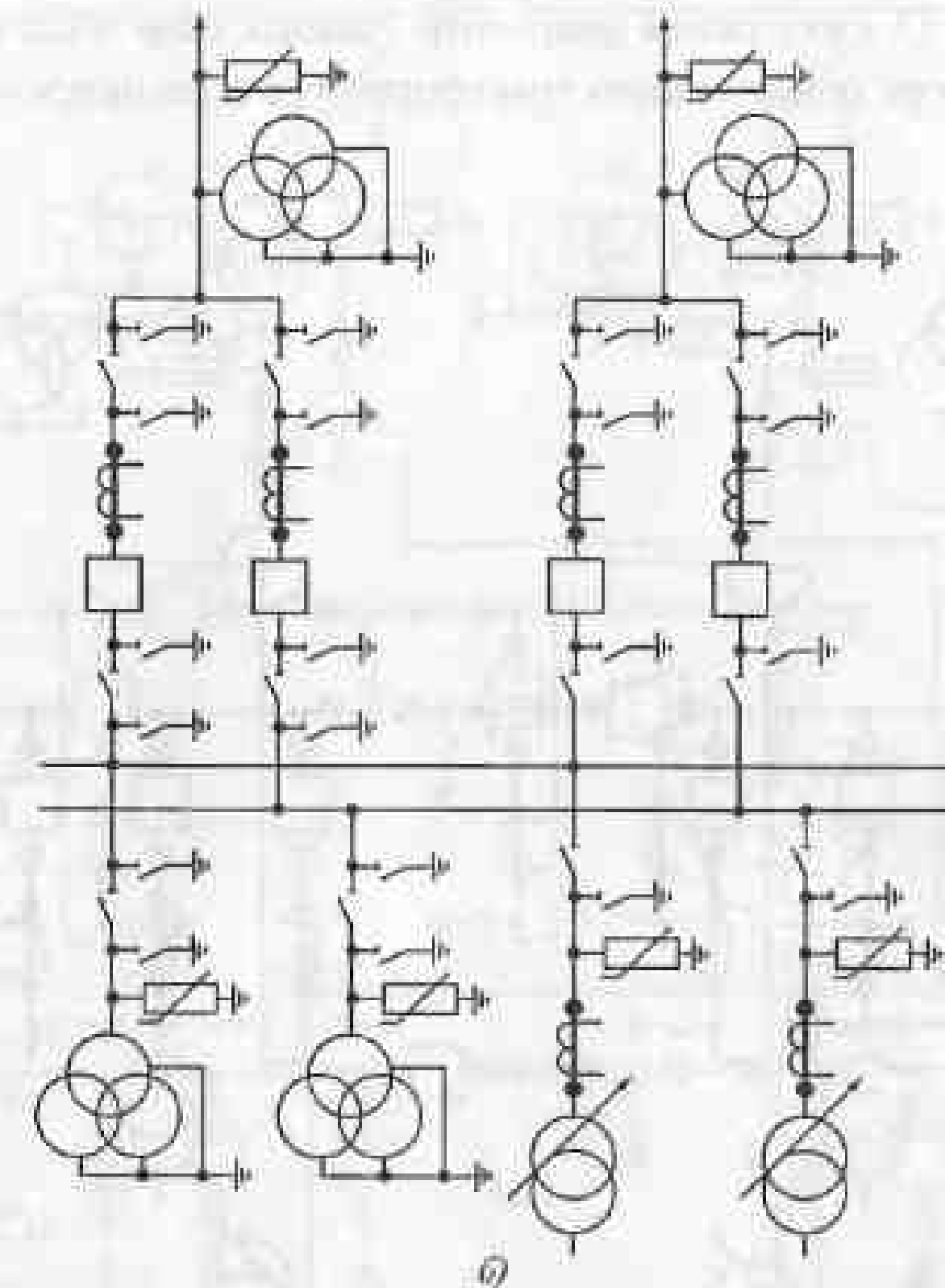


Рис. 5.11. Окончание

Для схем на рис. 5.9—5.11 следует помнить, что система (секция системы) сборных шин заземляется в ремонтных режимах в двух местах стационарными заземляющими ножами разъединителей. Первая точка заземления расположена в ячейках трансформаторов напряжения, подключаемых к сборным шинам. Вторая точка, допустим, в схемах с одной-двумя системами шин с обходной системой, предусматривается в ячейке обходного выключателя. Трансформаторы напряжения подключаются наглухо к обходной системе шин в одной фазе, а к рабочим системам (секциям систем) сборных шин — через разъединители в трех фазах.

Схемы низшего напряжения. На низшем напряжении 6—10 кВ подстанций применяется одиночная секционированная система шин на базе комплектных РУ (КРУ). Основные элементы КРУ поставляются заводом-изготовителем в собранном виде, что сокращает объемы и сроки проектных, строительных, монтажных и пусконаладочных работ, уменьшает эксплуатационные расходы, повышает надежность и безопасность обслуживания.

Для ограничения токов КЗ секции работают отдельно, т.е. секционные выключатели нормально отключены. При глубоком ограничении токов КЗ применяются понижающие трансформаторы с расщепленными обмотками 6—10 кВ, а так же простые (одинарные) и двойные реакторы в цепях 6—10 кВ трансформаторов.

На рис. 5.12 и 5.13 изображены фрагменты главных схем подстанций на стороне 6—10 кВ. При выборе понижающего трансформатора с расщепленными обмотками

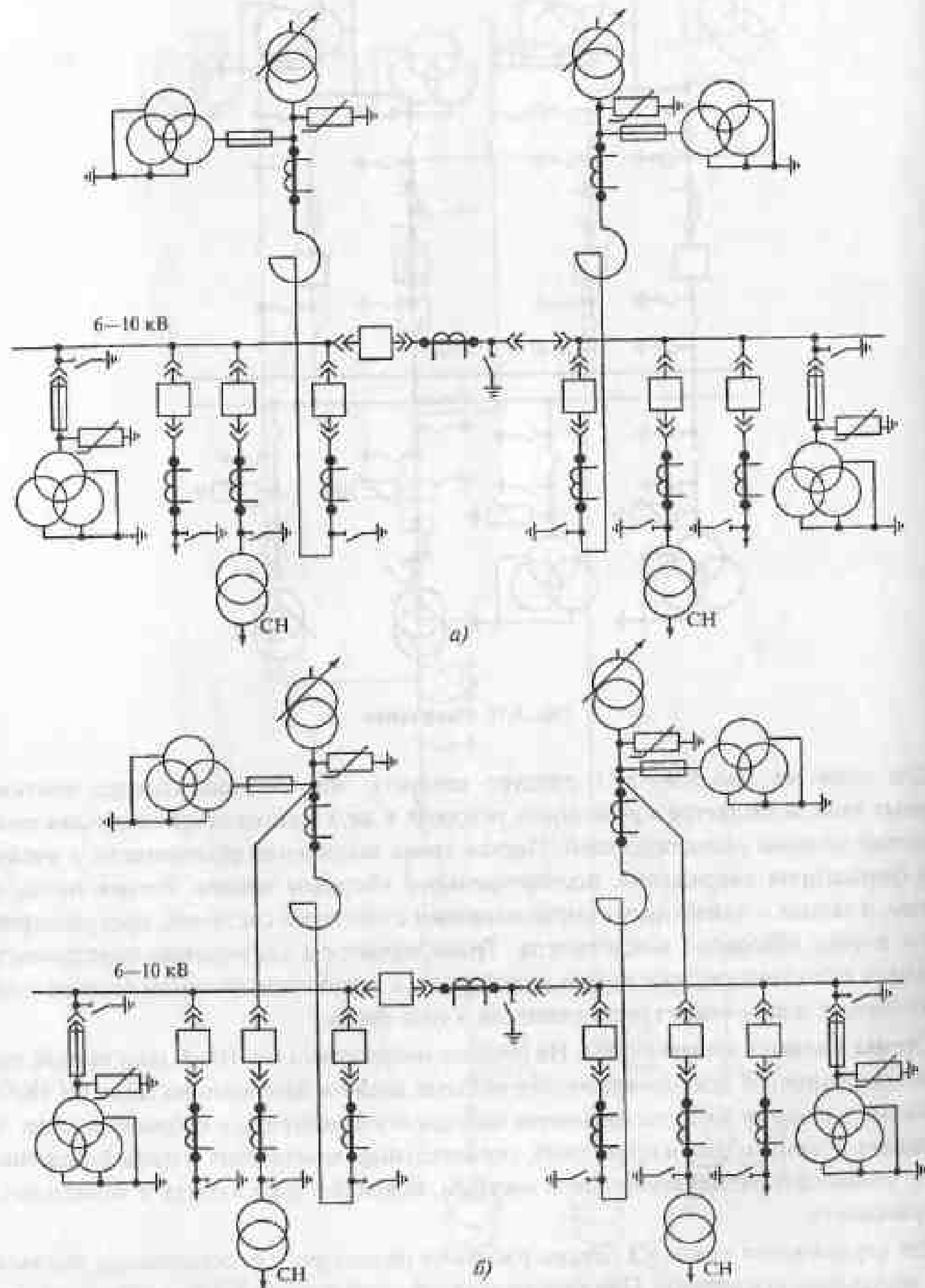


Рис. 5.12. Фрагмент главной схемы с одиночными реакторами:

а — подстанции с постоянным оперативным током; *б* — подстанции с переменным или выпрямленным оперативным током

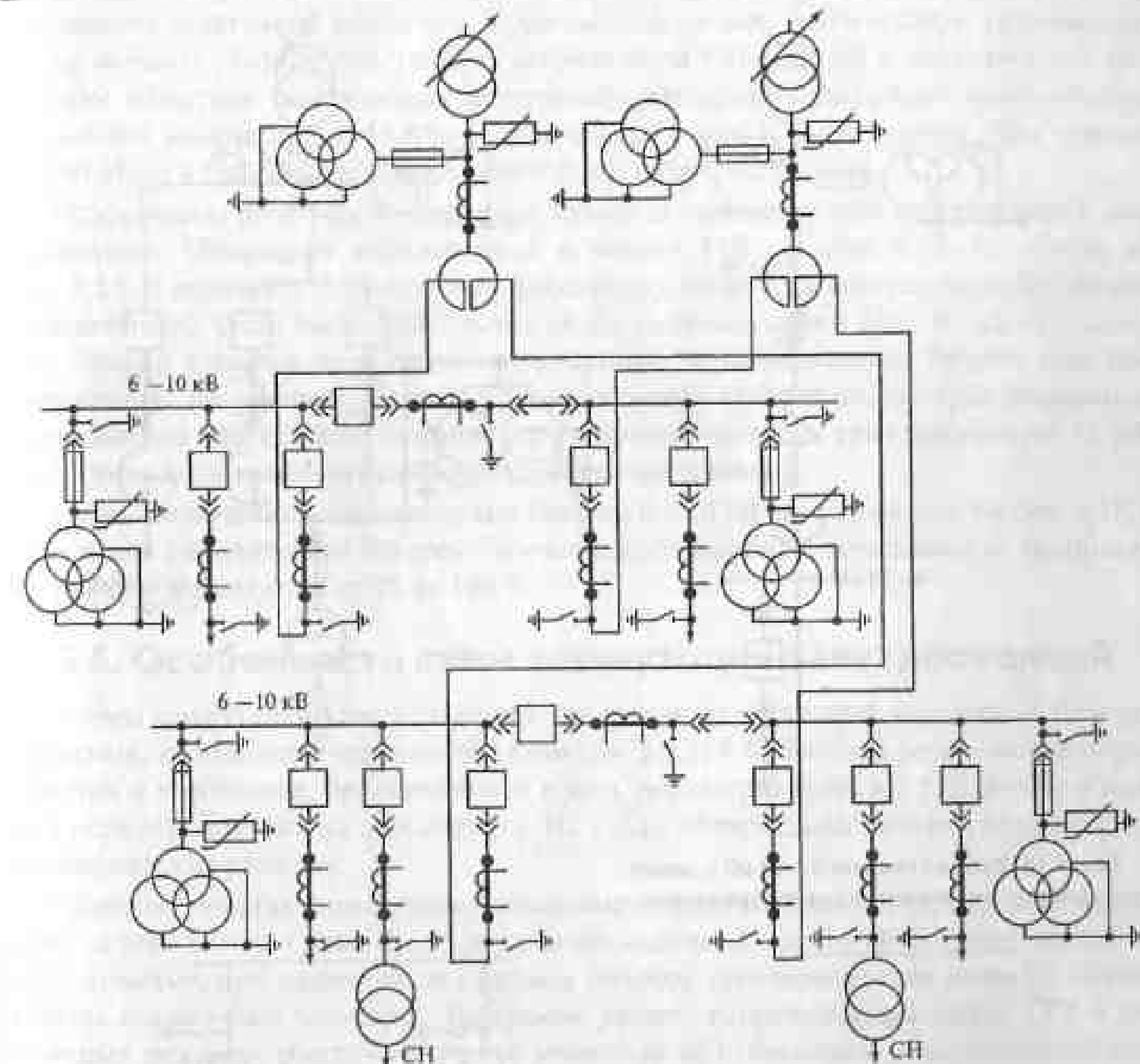


Рис. 5.13. Фрагмент главной схемы со двойными реакторами (подстанции с постоянным оперативным током)

6—10 кВ количество секций будет так же равно четырем (как на рис. 5.13). Если в его цепях установить еще двойные реакторы, то на двухтрансформаторной подстанции количество секций достигнет восьми.

При наличии на подстанции аккумуляторной батареи (т.е. при постоянном оперативном токе) трансформаторы СН 6-10/0,4 кВ подключаются к секциям 6—10 кВ наряду с другими присоединениями (см. рис. 5.12, *а*). Если аккумуляторная батарея отсутствует, то на подстанции используется переменный или выпрямленный оперативный ток, и надежность электроснабжения СН повышают подключением трансформаторов СН до вводного выключателя (см. рис. 5.12, *б*). Конструктивно это более сложное решение. Оно требует дополнительных токопроводов наружной установки.

На рис. 5.14 приведен вариант ввода 6—10 кВ при оснащении подстанции линейными регулировочными трансформаторами. На рис. 5.15 даны схемы подключения

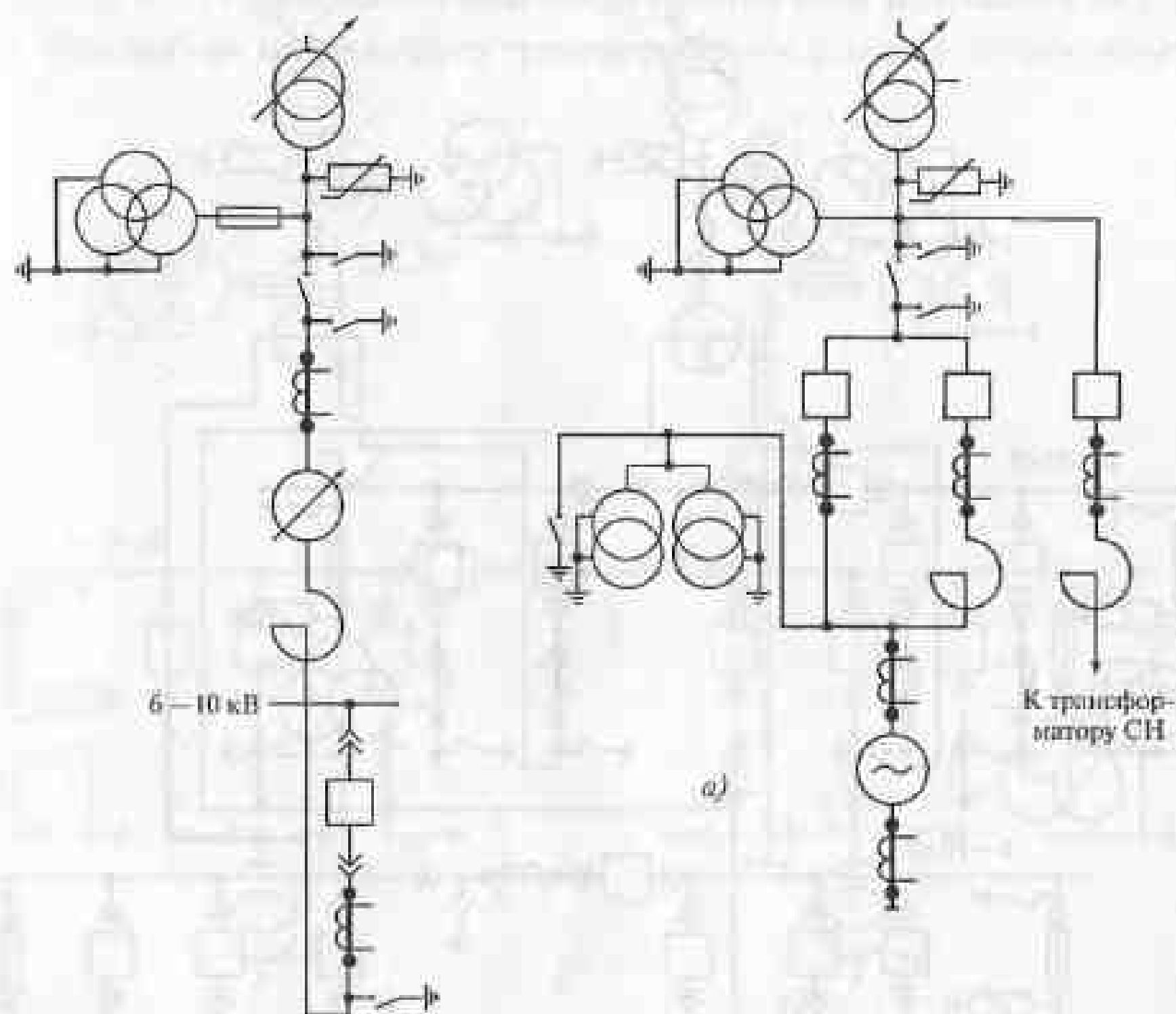


Рис. 5.14. Ввод на секцию 6—10 кВ с линейным регулировочным трансформатором

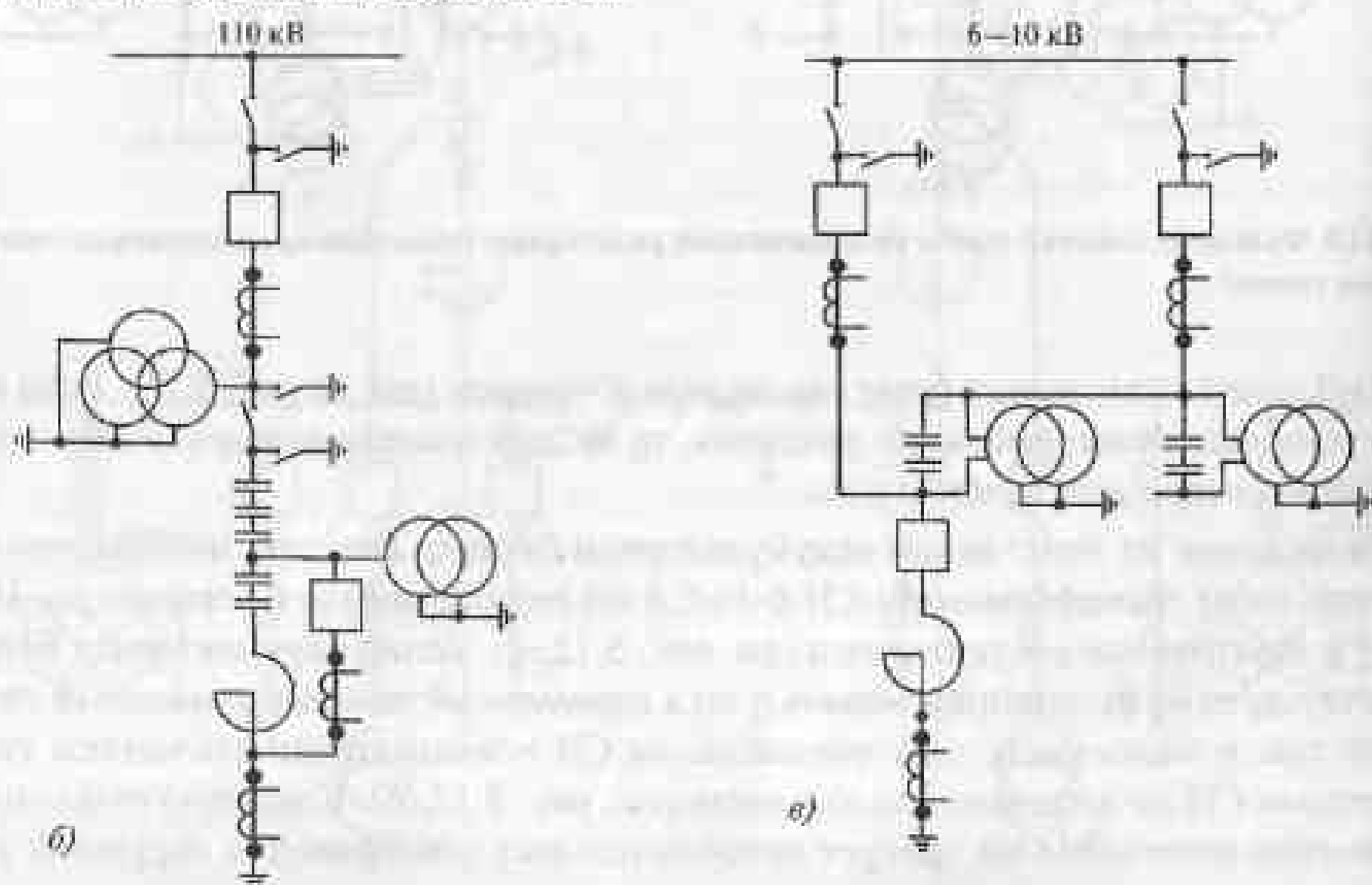


Рис. 5.15. Подключение источников реактивной мощности: а — синхронного компенсатора мощностью 50—100 Мвар, б — конденсаторной батареи 110 кВ; в — конденсаторной батареи 6—10 кВ

источников реактивной мощности. Крупные синхронные компенсаторы устанавливаются на мощных узловых подстанциях напряжением 500—750 кВ и подключают к третичным обмоткам понижающих автотрансформаторов. Синхронные компенсаторы небольшой мощности (до 15 Мвар) включаются в сеть прямым пуском. При мощности 50 Мвар и более используется реакторный пуск (рис. 5.15, а).

Источниками реактивной мощности являются так же батареи шунтирующих конденсаторов. Они могут подключаться к шинам 110 кВ (рис. 5.15, б). Схема на рис. 5.15, б позволяет осуществлять форсировку мощности батареи шунтированием выключателем части последовательных рядов конденсаторов в фазе. В нулевых выводах батарей ставятся заградительные реакторы, ограничивающие броски тока при форсировке. На зажимах батареи устанавливаются измерительные трансформаторы напряжением 110 кВ, а на зажимах шунтируемой части — трансформаторы 35 кВ. Последние выполняют функции разрядных сопротивлений.

Схемы включения конденсаторных батарей 6—10 кВ разнообразны. На рис. 5.15, в дана схема регулируемой батареи. За счет коммутации выключателями ее мощность ступенчато варьируется от 25 до 100 %.

5.5. Особенности схем коммутации электростанций

Схемы коммутации электростанций, так же как и подстанций, строятся на базе радиальных, кольцевых и упрощенных схем (см. § 5.1, 5.4). Типовая сетка схем электростанций и требования, предъявляемые к ним, рассматривались в § 5.2. Это не в полной мере отражает все их особенности. На ТЭЦ с поперечными связями применяются специфические решения.

Наиболее простая схема с одной секционированной системой сборных шин приведена на рис. 5.16, а. Схема будет достаточно надежной при питании потребителей по двум линиями, присоединенным к разным секциям. Для ограничения токов КЗ применяются секционные реакторы. Требуемые уровни напряжения на шинах ГРУ в ремонтных режимах обеспечиваются с помощью шунтирующих разъединителей или выключателей (штриховые линии на рис. 5.16, а). При шунтировании секционных реакторов расчетный уровень токов КЗ не должен превосходить допустимого для электрооборудования значения.

На ряде ТЭЦ, введенных ранее в эксплуатацию, использованы схемы кольца (рис. 5.16, б) или звезды (рис. 5.16, в). В определенной мере их можно признать модификацией схемы на рис. 5.16, а при увеличении количества секций ГРУ. Рассматриваемые схемы более гибкие, чем схема с одной секционированной системой сборных шин; такие схемы обеспечивают электрическую связь секций при выводе из работы любой из них.

Так, в схеме на рис. 5.16, б секции с помощью секционных выключателей и реакторов объединены в кольцо; для резервирования СН предусмотрена промежуточная сборка между первой секцией и трансформатором связи. В схеме на рис. 5.16, в секции объединены уравнивающей системой шин. Прочие присоединения к секциям 1—4, не показанные в схемах на рис. 5.16, б и в, те же, что и в схеме на рис. 5.16, а.

На генераторном напряжении 6—10 кВ ТЭЦ применяется схема с двумя секционированными системами сборных шин (рис. 5.16, г). При выводе из работы одной из

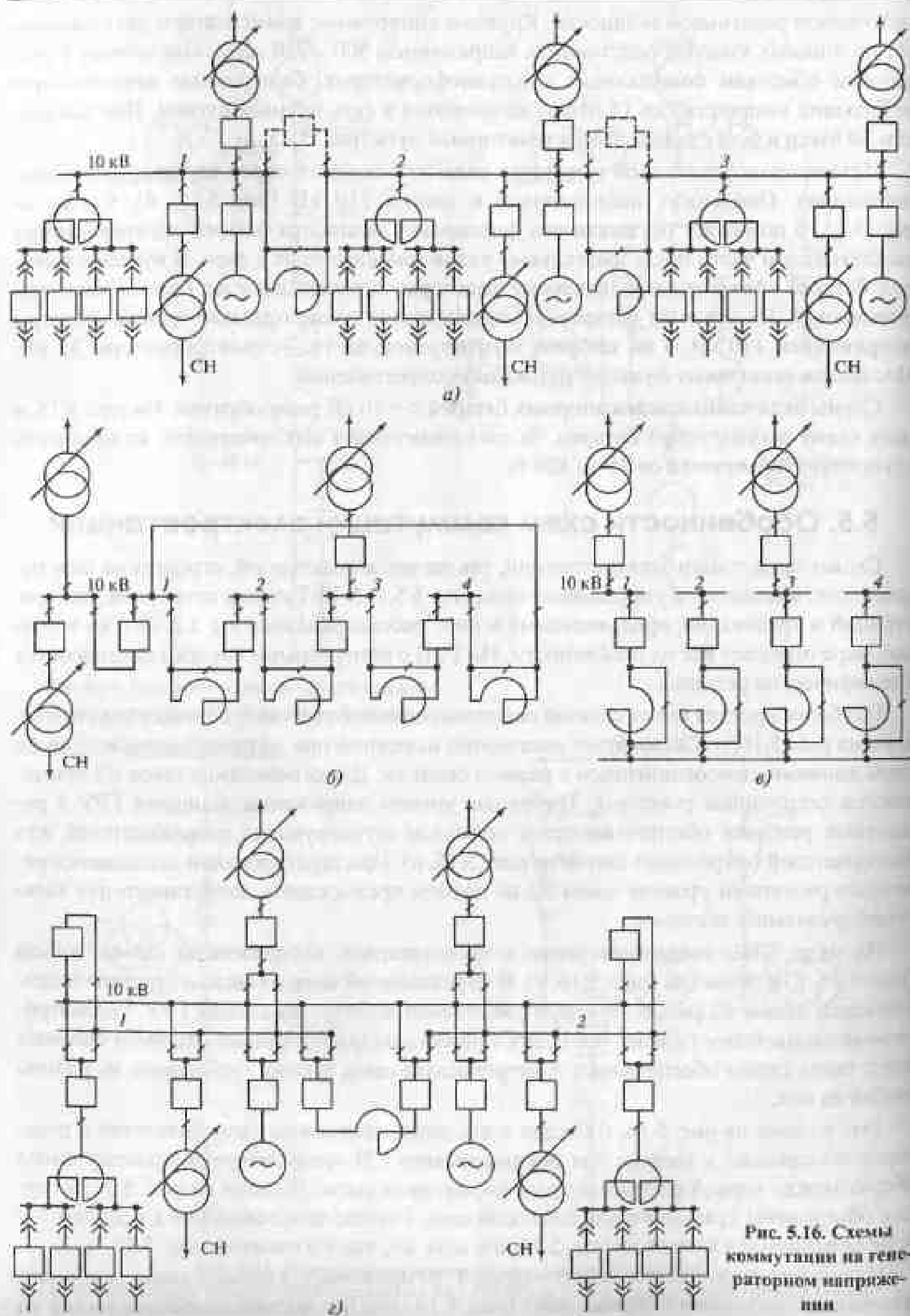


Рис. 5.16. Схемы коммутации на генераторном напряжении

секций все ее присоединения переводятся на резервную систему шин без разрыва цепи с током. Рассматриваемая схема является гибкой. Основной ее недостаток заключается в наличии оперативных функций разъединителей. Большое количество операций, выполняемых разъединителями, и сложные блокировки негативно сказываются на эксплуатационной надежности электроустановки. В современных условиях эту схему следует применять, если потребители питаются по нерезервированным линиям 6—10 кВ, что, однако, встречается довольно редко.

5.6. Методика обоснования и выбора схем коммутации

Обоснование схем коммутации начинается с составления технически осуществимых вариантов. Основное правило их формирования: *схема коммутации имеет минимальное количество оборудования при соблюдении заданных технических ограничений* (см. § 2.3, 3.7, 5.2). Усложнение схемы допускается при наличии технико-экономических обоснований.

Методика обоснования и выбора схем коммутации следующая:

1. Принимаются исходные данные аналогично, как и для структурных схем (см. § 4.1, 4.8).
2. Формируется базовый вариант схемы с учетом их типовой сетки и требований, предъявляемых к ним (см. § 5.2).
3. Анализируется базовый вариант схемы в расчетных нормальном и ремонтных режимах работы (см. § 3.7).
4. Рассматриваются в базовом варианте схемы расчетные послеаварийные режимы (см. § 3.7). Оцениваются экономические последствия из-за ненадежности элементов схемы при расчетных отказах.
5. Предлагаются дополнительные варианты схемы, совершенствующие или упрощающие базовый вариант. Они так же должны удовлетворять заданным техническим ограничениям с позиций нормального и ремонтных (см. п. 3) режимов работы.
6. Рассматриваются альтернативные варианты схемы в расчетных послеаварийных режимах (см. п. 4). Рассчитываются экономические последствия из-за ненадежности элементов схем при расчетных отказах.
7. Определяются по (4.24) суммарные за расчетный срок службы (25—30 лет) электроустановки затраты на варианты схемы. Затраты включают капитальные вложения, издержки ремонтно-эксплуатационного обслуживания, а также экономические последствия из-за ненадежности схемы.

Учитываются капитальные вложения и издержки на отличающиеся в вариантах элементы схемы.

8. Выбирается вариант схемы коммутации, имеющий минимальные суммарные затраты.

В приведенной методике наименее формализована оценка экономических последствий из-за ненадежности схем (см. пп. 4 и 6). Остановимся на ней подробнее.

Оценка надежности схем коммутации, приведенных к топологическому виду последовательно и параллельно соединенных элементов, по (2.17), (2.18)—(2.20) — тривиальная задача. Преобразование схем коммутации к эквивалентному виду является предметом многочисленных отечественных и зарубежных исследований. Среди них

упоминаются методы, связанные с использованием цепей Маркова, минимальных путей и сечений, построением топологических деревьев или логических таблиц последствий отказов. Эти методы, а так же области их применения рассматривались в различных работах, например [5.6], и здесь не приводятся.

Наиболее естественно установить логические связи между событиями. По этой причине заметное распространение в научной, инженерной и учебной практике получил так называемый *таблично-логический метод оценки надежности схем* [2.4, 3.2, 5.7 и др.].

В нем на первом этапе выделяются *учитываемые* и *расчетные* элементы схемы. Первые из них те, чьи отказы при исходных нормальном или ремонтных режимах сопровождаются отключением от сети расчетных элементов. Учитываемые элементы — выключатели, сборные шины, линии электропередачи и, в ряде случаев, (авто)трансформаторы. В качестве расчетных принимают элементы, для которых определяют показатели надежности: присоединения источников питания сети или потребителей; линии электропередачи, если их отключение сопровождается ограничением выдачи мощности в систему или электроснабжения потребителей. К источникам питания относятся генерирующие агрегаты, (авто)трансформаторы подстанций.

На втором этапе составляется логическая таблица последствий аварийных событий. По горизонтали фиксируются j -е ремонтные состояния учитываемых элементов относительной продолжительностью g_j , по вертикали — i -е отказы последних. На пересечениях строк и столбцов вписываются теряемые k -е расчетные элементы, свидетельствующие о возникновении дефицита мощности ΔP_k .

На третьем этапе определяется математическое ожидание продолжительности аварийного простоя k -х расчетных элементов по формуле:

$$T_{nk} = \sum \omega_i g_j T_{ij}, \quad (5.1)$$

где T_{ij} — время аварийного простоя k -го расчетного элемента при отказе i -го учитываемого элемента во время ремонтного состояния j -го учитываемого элемента схемы.

Рассмотрим, например, в качестве учитываемых элементов выключатели. Среднее время восстановления выключателей T_n будет меньше средней продолжительности планового ремонта T_p , при этом [5.7]:

$$T_{ij} = T_n - T_n^2 / (2T_p). \quad (5.2)$$

По ΔP_k , T_{nk} и характеристикам ущерба оценивается (см. § 2.9) математическое ожидание экономических последствий из-за ненадежности схемы. Произведение $\Delta P_k T_{nk}$ есть ни что иное, как математическое ожидание недоотпущенной или недовыработанной электроэнергии для k -го расчетного элемента в расчетных (см. § 3.7) послеаварийных режимах. Последующая оценка экономических последствий из-за ненадежности выполняется согласно положениям § 2.9.

Пример 5.1. Определить послеаварийные события в схеме на рис. 5.17 для возможности последующего расчета по (5.1). В качестве учитываемых элементов взяты выключатели $Q1-Q9$, в качестве расчетных — энергоблоки $G1-G3$. Все отказы выключателей считать отказами типа «КЗ в обе стороны» (см. § 3.7). Параметр потока отказов ω одинаков для выключателей $Q1-Q9$ и равен 0,2 1/год. Относительная продолжительность ремонтного состояния выключателей $g = 0,02$ отн. ед.

В табл. 5.10 приведены расчетные послеаварийные события в рассматриваемой схеме. Столбец « ΔP и T_{ij} при отказах в исходном нормальном режиме ($g_0 = 0,82$)» в данной таблице характеризует последствия единичных отказов выключателей в исходном режиме, когда все выключатели включены. Его относительная продолжительность $g_0 = 1 - \sum g_j = 1 - 9 \cdot 0,02 = 0,82$ отн. ед. При этом отказ, например выключателя $Q7$, приведет к действию устройства резервирования при отказе выключателей (УРОВ). Под действием УРОВ отключатся смежные выключатели $Q4, Q8$ и $Q9$, локализовав место аварии. В схеме будет утрачен энергоблок $G1$. Оперативным персоналом отключаются разъединители выключателя $Q7$. Он выводится в аварийно-восстановительный ремонт. После чего вновь включают выключатели $Q4, Q8$ и $Q9$. Далее $G1$ синхронизируют с сетью с последующим набором нагрузки. Таким образом, время T_{n1} аварийного простоя $G1$ определится продолжительностью оперативных переключений и длительностью восстановления технологического процесса на электростанции (2.16).

Таблица 5.10. Расчетные послеаварийные события в схеме на рис. 5.17

Элемент	ω , 1/год	ΔP (числитель) и T_{ij} (знаменатель) при отказах в исходных режимах									
		нормальном, $g_0=0,82$	при плановом ремонте выключателя ($g = 0,02$)								
			$Q1$	$Q2$	$Q3$	$Q4$	$Q5$	$Q6$	$Q7$	$Q8$	$Q9$
$Q1$	0,2	—	—	—	—	—	—	—	$\frac{G1}{T_{n1}}$	—	—
$Q2$	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	$\frac{G2}{T_{n1}}$	—
$Q3$	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	$\frac{G3}{T_{n1}}$
$Q4$	0,2	$\frac{G1}{T_{n1}}$	$\frac{G1}{T_{n1}}$	$\frac{G1}{T_{n1}}$	$\frac{G1}{T_{n1}}$	—	$\frac{G1}{T_{n1}}$	$\frac{G1}{T_{n1}}$	$\frac{G1}{T_{n2}}$	$\frac{G1}{T_{n1}}$	$\frac{G1}{T_{n1}}$
$Q5$	0,2	$\frac{G2}{T_{n1}}$	$\frac{G2}{T_{n1}}$	$\frac{G2}{T_{n1}}$	$\frac{G2}{T_{n1}}$	$\frac{G2}{T_{n1}}$	—	$\frac{G2}{T_{n1}}$	$\frac{G2}{T_{n1}}$	$\frac{G2}{T_{n2}}$	$\frac{G2}{T_{n1}}$
$Q6$	0,2	$\frac{G3}{T_{n1}}$	$\frac{G3}{T_{n1}}$	$\frac{G3}{T_{n1}}$	$\frac{G3}{T_{n1}}$	$\frac{G3}{T_{n1}}$	$\frac{G3}{T_{n1}}$	—	$\frac{G3}{T_{n1}}$	$\frac{G3}{T_{n1}}$	$\frac{G3}{T_{n2}}$
$Q7$	0,2	$\frac{G1}{T_{n1}}$	$\frac{G1}{T_{n1}}$	$\frac{G1}{T_{n1}}$	$\frac{G1}{T_{n1}}$	$\frac{G1}{T_{n2}}$	$\frac{G1, G2}{T_{n1}}$	$\frac{G1, G3}{T_{n1}}$	—	$\frac{G1}{T_{n1}}$	$\frac{G1}{T_{n1}}$
$Q8$	0,2	$\frac{G2}{T_{n1}}$	$\frac{G2}{T_{n1}}$	$\frac{G2}{T_{n1}}$	$\frac{G2}{T_{n1}}$	$\frac{G1, G2}{T_{n1}}$	$\frac{G2}{T_{n2}}$	$\frac{G2, G3}{T_{n1}}$	$\frac{G2}{T_{n1}}$	—	$\frac{G2}{T_{n1}}$
$Q9$	0,2	$\frac{G3}{T_{n1}}$	$\frac{G3}{T_{n1}}$	$\frac{G3}{T_{n1}}$	$\frac{G3}{T_{n1}}$	$\frac{G1, G3}{T_{n1}}$	$\frac{G2, G3}{T_{n1}}$	$\frac{G3}{T_{n2}}$	$\frac{G3}{T_{n1}}$	$\frac{G3}{T_{n1}}$	—

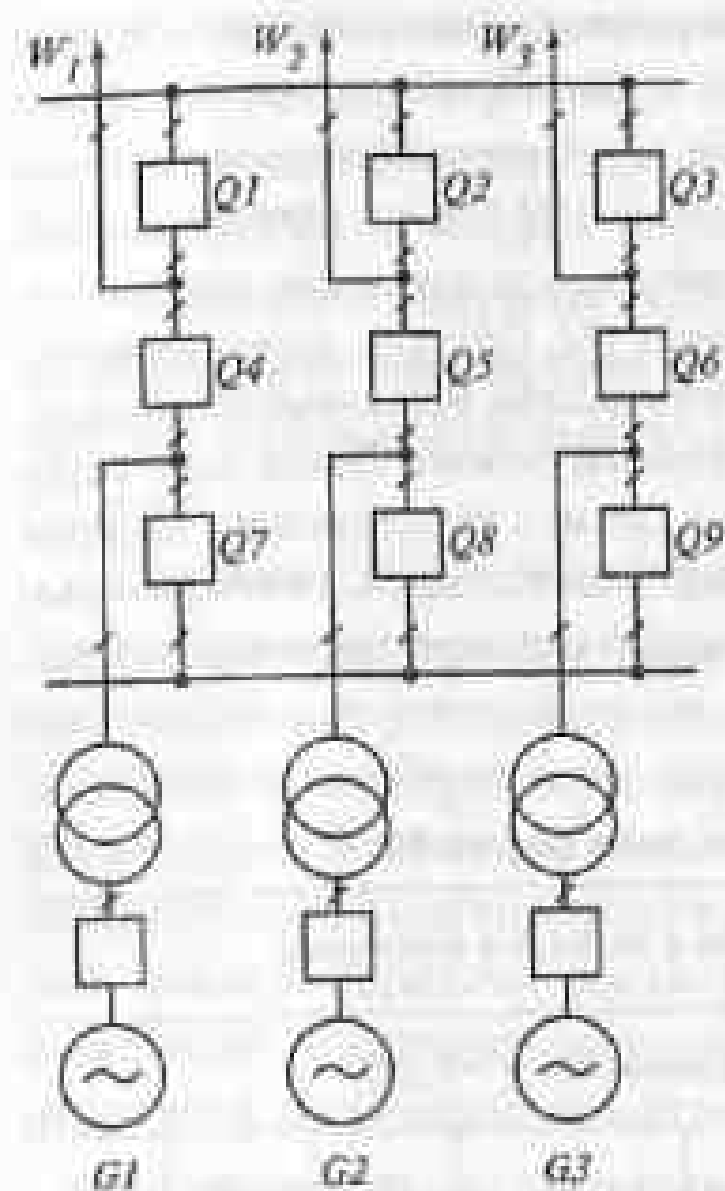


Рис. 5.17. Схема 3/2

Обратим внимание на два типа послеаварийных состояний схемы при отказе одного выключателя во время планового простоя другого. Первое состояние выявляется при анализе двух смежных выключателей, например $Q5$ и $Q8$. При отказе $Q5$ во время планового ремонта $Q8$ и наоборот, от сети отключится $G2$. Длительность его аварийного простоя $T_{ij} = T_{i2}$, зависящая от времени восстановления выключателя и продолжительности его плановых ремонтов, можно определить по (5.2) или в общем случае по (2.18)—(2.20).

Второе состояние характеризуется прочими дополнительными, по сравнению с единичными отказами выключателей, последствиями. Так, единичный отказ $Q9$ приведет к потере $G3$ на время T_{n1} . Однако отказ $Q9$ во время планового ремонта, допустим $Q5$, вызовет отключение и $G2$, и $G3$ на время T_{n1} . Другой пример, при единичном отказе $Q1$, расчетные элементы в схеме на рис. 5.17 не теряются. Но при отказе $Q1$ во время планового ремонта $Q7$, от сети отключается энергоблок $G1$ на время T_{n1} .

Приведенный алгоритм поддается формализации и удобен для оценки надежности схем на ЭВМ с использованием систем управления базами данных.

Пример 5.2. Показать не связанные и связанные друг с другом события в схеме на рис. 5.17, используя исходные данные Примера 5.1.

При единичном отказе, допустим выключателя $Q6$, теряется (см. табл. 5.10) энергоблок $G3$ на время T_{n1} . Это не зависит от того, в каком состоянии находятся выключатели $Q1—Q5$, $Q7$ и $Q8$. Следовательно, для расчетных элементов схемы отказ $Q6$ во время планового ремонта $Q1—Q5$, $Q7$ и $Q8$ являются не связанными друг с другом событиями.

Вместе с тем, отказ $Q6$ во время планового ремонта $Q9$ приведет к отключению от сети $G3$ на время не T_{n1} , а T_{n2} . Таким образом, здесь для расчетных элементов схемы имеется взаимосвязь между событиями отказа $Q6$ во время планового ремонта $Q9$.

В табл. 5.11, по сравнению с табл. 5.10, исключены все не связанные друг с другом события. Операция исключения может быть выполнена механически, сравнением столбца, соответствующего единичным отказам выключателей в исходном нормальном режиме, с прочими столбцами, отражающими последствия отказов одного выключателя во время планового ремонта другого.

Таким образом, события считаются не связанными, если и при единичных отказах, и при отказе одного учитываемого элемента во время планового ремонта другого теряются одни и те же расчетные элементы при одинаковой продолжительности аварийного состояния схемы.

В этом случае схема коммутации описывается следующей моделью. Введем множества: $V_{\alpha} = \{v_{\alpha i}\}$ единичных отказов и $V_{\beta} = \{v_{\beta i}\}$ плановых простоев учитываемых элементов, $G = \{g_k\}$ расчетных элементов; $T_{n,\alpha}$ и $T_{n,\beta}$ — длительность аварийного простоя расчетных элементов соответственно при единичных отказах и отказах одного учитываемого элемента схемы во время планового ремонта другого. Тогда математическая модель состояний схемы коммутации:

$$v_{\alpha i} \Rightarrow G_{\alpha i} \subset G; T_{n,\alpha}; G_{\alpha i} = \{g_{i1}, g_{i2}, \dots\}; \quad (5.3)$$

Таблица 5.11. Расчетные послеаварийные события в схеме на рис. 5.17 (не связанные друг с другом события исключены)

Элемент	α_i , 1/год	ΔP (числитель) и T_{ij} (знаменатель) при отказах в исходных и режимах									
		нормальном, $q_0 = 1,0$	при плановом ремонте выключателя								
			$Q1$	$Q2$	$Q3$	$Q4$	$Q5$	$Q6$	$Q7$	$Q8$	$Q9$
$Q1$	0,2	—	—	—	—	—	—	$\frac{G1}{T_{n1}}$	—	—	
$Q2$	0,2	—	—	—	—	—	—	—	$\frac{G2}{T_{n1}}$	—	
$Q3$	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	$\frac{G3}{T_{n1}}$	
$Q4$	0,2	$\frac{G1}{T_{n1}}$	—	—	—	—	—	$\frac{G1}{T_{n2}}$	—	—	
$Q5$	0,2	$\frac{G2}{T_{n1}}$	—	—	—	—	—	—	$\frac{G2}{T_{n2}}$	—	
$Q6$	0,2	$\frac{G3}{T_{n1}}$	—	—	—	—	—	—	—	$\frac{G3}{T_{n2}}$	
$Q7$	0,2	$\frac{G1}{T_{n1}}$	—	—	$\frac{G1}{T_{n2}}$	$\frac{G1, G2}{T_{n1}}$	$\frac{G1, G3}{T_{n1}}$	—	—	—	
$Q8$	0,2	$\frac{G2}{T_{n1}}$	—	—	$\frac{G1, G2}{T_{n1}}$	$\frac{G2}{T_{n2}}$	$\frac{G2, G3}{T_{n1}}$	—	—	—	
$Q9$	0,2	$\frac{G3}{T_{n1}}$	—	—	$\frac{G1, G3}{T_{n1}}$	$\frac{G2, G3}{T_{n1}}$	$\frac{G3}{T_{n2}}$	—	—	—	

$$v_{\beta j} \Rightarrow G_{\beta j} \subset G; T_{n,\beta}; G_{\beta j} = \{g_{j1}, g_{j2}, \dots\}; \quad (5.4)$$

$$V_{\beta} \subset V_{\alpha} \times V_{\beta}; V_{\beta} = \{v_{\beta j}\}, i \neq j; \quad (5.5)$$

$$v_{\beta j} \Rightarrow G_{\alpha i} \cup G_{\beta j}; T_{n,\alpha}; T_{n,\beta}; \quad (5.6)$$

$$G_{\alpha i} \cup G_{\beta j} \equiv G_{\alpha i} \Rightarrow G_{\beta j} = 0. \quad (5.7)$$

Модель (5.3)—(5.7) не учитывает относительную продолжительность нормально-го состояния схемы ($q_0 = 1,0$). Использование (5.3)—(5.7) вносит небольшую (1—6% в сторону завышения) погрешность при оценке надежности схем коммутации. Поэтому данная модель рекомендуется для инженерных расчетов, поскольку заметно сокращает их объемы.

Пример 5.3. Сравнить погрешность оценки надежности схемы на рис. 5.17 при фактической относительной продолжительности нормального состояния схемы $q_0 = 0,82$ (см. табл. 5.10) со случаем $q_0 = 1$ (см. табл. 5.11) на примере анализа последствий отказов выключателя $Q6$.

Из табл. 5.10:

$$\sum \omega_{ij} T_{ij} = (0,2 \cdot 0,82 + 7 \cdot 0,2 \cdot 0,02) T_{n1} + 0,2 \cdot 0,02 T_{n2} = 0,192 T_{n1} + 0,004 T_{n2},$$

где первое слагаемое учитывает единичные отказы $Q6$ в исходном нормальном режиме ($q_0 = 0,82$) и отказы $Q6$ во время планового ремонта $Q1—Q5$, $Q7$ и $Q8$, а второе слагаемое — отказы $Q6$ во время планового ремонта $Q9$.

Из табл. 5.11:

$$\sum \omega_{ij} T_{ij} = 0,2 \cdot 1,0 T_{n1} + 0,2 \cdot 0,02 T_{n2} = 0,2 T_{n1} + 0,004 T_{n2}.$$

Как видно, первое слагаемое увеличилось в $0,2/0,192 = 1,04$ раз (4%). Оно учитывает единичные отказы $Q6$ в исходном нормальном режиме при $q_0 = 1$. Второе слагаемое оставлено условно неизменным, так как для более полной оценки T_{ij} следует использовать не (5.2), а (2.18)—(2.20).

Выше в качестве учитываемых элементов принимались выключатели. Это минимально необходимый состав учитываемых элементов. Для более тщательного анализа надежности схем коммутации во внимание можно принимать и иные элементы схем. Например, в схеме на рис. 5.17 единичный отказ линии $W1$ локализуется действием выключателей $Q1$ и $Q4$ и не сопровождается потерей какого-либо энергоблока. Однако отказ $W1$ во время планового ремонта выключателя $Q7$ приведет к отключению от сети генерирующего агрегата $G1$ на время T_{n1} . Сборные шины имеет смысл включать в состав учитываемых элементов лишь в схемах с оперативными шинными разъединителями (см. § 2.7).

Показатели надежности схем коммутации — это исходная информация в системах транспорта электроэнергии. Учет ограничений по пропускной способности связей, вызванных расчетными авариями элементов схем, требует в общем случае определения потокораспределения в сети.

Другим ограничением для схем коммутации (§ 3.3) является обеспечение качества электроэнергии. В возможных эксплуатационных режимах на вторичной стороне (авто)трансформаторов приемных подстанций должны поддерживаться определенные уровни напряжения. Ограничение по допустимой потере напряжения вынуждает детализировать потокораспределение посредством модели сети на переменном токе. Для некоторых альтернативных схем выполнение условия $\Delta U \leq \Delta U_{доп}$ (ΔU и $\Delta U_{доп}$ — потеря и допустимая потеря напряжения) при расчетных (см. § 3.7) отказах сопряжено либо с ограничениями выдачи мощности электростанции в систему и (или) электроснабжения потребителей, или с установкой дополнительных источников реактивной мощности. Расчеты ΔU при обосновании и выборе схем коммутации следует выполнять, если в послеаварийных режимах в них теряется не единичное количество линий электропередачи.

На основании вышесказанного сформулируем алгоритм определения экономических последствий из-за надежности варианта схемы коммутации:

1. Фиксируются расчетные и учитываемые элементы. На первом этапе в качестве них принимаются выключатели, а также сборные шины в схемах с оперативными шинными разъединителями.

2. Исходным нормальным режимом считается такой, при котором все элементы схемы находятся в работе без учета его относительной продолжительности. Анализируются последствия единичных отказов выключателей и сборных шин, т.е. выявляются дефицит мощности и длительность аварийного простоя. По (2.17) рассчитываются вероятности аварийного простоя расчетных элементов.

Оцениваются экономические последствия отказов по положениям § 2.9.

3. Рассматриваются последствия отказов одного выключателя во время планового ремонта другого выключателя. Учету подлежат лишь не связанные друг с другом события. Анализируются их последствия. По (2.18)—(2.20) рассчитываются вероятности аварийного простоя расчетных элементов.

Определяются экономические последствия отказов согласно § 2.9.

4. Суммируются экономические последствия по пп. 3 и 4.

Пример 5.4. 1. Требуется выбрать схему коммутации КЭС, обеспечивающей выдачу мощности по трем линиям на напряжении 330 кВ. На ней предполагается установить три блока мощностью $P_{бл} = 300$ МВт с базисным режимом работы. Допустимый сброс генерирующей мощности на электростанции по условно сохранению устойчивости параллельной работы энергосистемы $\Delta P_{доп} = 1000$ МВт. Ее нагрузка в исходном режиме $P_{ит} = 20\,000$ МВт. Уставка первой очереди АЧР $f_{АЧР} = 48,5$ Гц. Удельный стационарный ущерб $0,7 \cdot 10^{-2}$ отн. ед/(кВт·ч). Последовательность и нумерация пунктов в примере и приведенной выше методике идентичны.

2. Формируется с учетом типовой сетки схем коммутации (см. табл. 5.1) и требований, предъявляемых к ним (см. § 5.2), базовый вариант схемы — схема 3/2 (см. рис. 5.17).

3. Анализируется схема 3/2 в нормальном режиме и при плановом ремонте любого выключателя. При этом обеспечивается выдача всей располагаемой мощности электростанции в систему.

4. Рассматривается схема 3/2 в расчетных послеаварийных режимах. При единичных отказах выключателей ($Q4—Q9$) теряется один энергоблок ($\Delta P = P_{бл} = 300$ МВт). В случае отказа одного выключателя во время планового ремонта другого от сети аварийно отключаются два энергоблока. Здесь $\Delta P = 2P_{бл} = 2 \cdot 300 = 600$ МВт. Например, если выключатель $Q4$ находится в плановом ремонте, а $Q9$ отказывает, то аварийно останавливаются энергоблоки $G1$ и $G3$ (см. рис. 5.17). При этом $\Delta P = 600$ МВт не превышает $\Delta P_{доп} = 1000$ МВт. Следовательно, схема 3/2 удовлетворяет всем заданным ограничениям с позиций расчетных режимов работы. Далее оцениваются экономические последствия из-за ее ненадежности при расчетных авариях по алгоритму, приведенному ранее в настоящем параграфе.

4.1. Фиксируются в качестве расчетных элементов энергоблоки $G1—G3$, а в качестве учитываемых элементов — выключатели $Q1—Q9$.

4.2. Принимается исходный нормальный режим, когда все элементы схемы находятся в рабочем состоянии, без учета его продолжительности. Последствия единичных отказов выключателей см. в табл. 5.11 (Пример 5.2). По (2.17) определяется вероятность аварийного простоя энергоблока при единичных отказах выключателей:

$$S_1 = 6 \cdot 0,2 \cdot 3/8760 = 4,1 \cdot 10^{-4},$$

где 6 — число расчетных событий (отказ любого выключателя из $Q4—Q9$); 0,2 — параметр ω выключателя 330 кВ (см. табл. 2.10) при наиболее жестких расчетных условиях (максимальный ω , одинаковый для всех выключателей; все отказы считаются отказами типа «КЗ и обе стороны» — § 3.7); 3 — время T_{n1} аварийного простоя, определяемое длительностью оперативных переключений и восстановления технологического процесса на электростанции, ч, (2.16).

При аварийном отключении турбогенератора $\Delta P = P_{бл} = 300$ МВт, и снижение частоты в системе по (2.31) составит

$$\Delta f = 50 \cdot 300 / (2 \cdot 20\,000) = 0,375 \text{ Гц.}$$

Откуда удельный ущерб (2.33)

$$y_f = 0,007 \cdot 0,375^2 = 9,8 \cdot 10^{-4} \text{ отн. ед/(кВт·ч)}$$

и ущерб (2.32) из-за снижения частоты в системе

$$Y_f = 9,8 \cdot 10^{-4} \cdot 10^{-3} \cdot 20\,000 \cdot 10^3 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 4,1 \cdot 10^{-4} = 70 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Количество рассматриваемых расчетных состояний равно трем (табл. 5.13); табл. 5.13 получена из табл. 5.11 исключением из нее всех состояний первой и третьей группы. Следовательно, вероятность состояний второй группы в схеме на рис. 5.17

$$S_{ав.вкл} = 3S_{ав.вкл2} = 3 \cdot 1,7 \cdot 10^{-6} = 5,1 \cdot 10^{-6}$$

Аналогично по правилу пропорций

$$Y'' = Y_1 S_{ав.вкл} / S_1 = 73 \cdot 5,1 \cdot 10^{-6} / (4,1 \cdot 10^{-4}) \approx 1 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Третья группа состояний. Здесь $S_{ав.вкл2} = 1,7 \cdot 10^{-6}$, как и для состояний второй группы, так как время восстановления схемы при этом $T_{в} = T_{от} = 3 \text{ ч.}$ Количество рассматриваемых расчетных состояний равно шести (табл. 5.14); табл. 5.14 получена из табл. 5.11 исключением из нее всех состояний первой и второй группы. Следовательно, вероятность состояний третьей группы в схеме на рис. 5.17

$$S_{ав.вл} = 6S_{ав.вкл2} = 6 \cdot 1,7 \cdot 10^{-6} = 1,0 \cdot 10^{-5}$$

Для подвергаемых анализу состояний третьей группы $\Delta P = 2P_{от} = 2 \cdot 300 = 600 \text{ МВт.}$ При этом:

$$\Delta f = 50 \cdot 600 / (2 \cdot 20\,000) = 0,75 \text{ Гц;}$$

$$y_f = 0,007 \cdot 0,75^2 = 3,9 \cdot 10^{-3} \text{ отн. ед. / (кВт} \cdot \text{ч);}$$

$$Y_f = 3,9 \cdot 10^{-3} \cdot 10^{-3} \cdot 20\,000 \cdot 10^3 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 1,0 \cdot 10^{-5} = 7 \text{ тыс. отн. ед.};$$

$$Y_c = 0,7 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-3} \cdot 600 \cdot 10^3 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 1,0 \cdot 10^{-5} \approx 0 \text{ тыс. отн. ед.};$$

$$Y''' = Y_f + Y_c = 7 + 0 = 7 \text{ тыс. отн. ед.}$$

4.4. Суммируются экономические последствия из-за ненадежности схемы на рис. 5.17

$$Y_{вср} = Y_1 + Y'' + Y''' = 73 + 27 + 1 + 7 = 108 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Таблица 5.14. Третья группа расчетных послеаварийных состояний в схеме на рис. 5.17

Элемент	$\omega, 1/\text{год}$	ΔP (числитель) и $T_{от}$ (знаменатель) при отказах в исходных в режимах									
		нормальном, $\omega_0 = 1,0$	при плановом ремонте выключателя								
			Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6	Q7	Q8	Q9
Q1	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Q2	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Q3	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Q4	0,2	$\frac{G1}{T_{от}}$	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Q5	0,2	$\frac{G2}{T_{от}}$	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Q6	0,2	$\frac{G3}{T_{от}}$	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Q7	0,2	$\frac{G1}{T_{от}}$	—	—	—	$\frac{G1, G2}{T_{от}}$	$\frac{G1, G3}{T_{от}}$	—	—	—	—
Q8	0,2	$\frac{G2}{T_{от}}$	—	—	—	$\frac{G1, G2}{T_{от}}$	$\frac{G2, G3}{T_{от}}$	—	—	—	—
Q9	0,2	$\frac{G3}{T_{от}}$	—	—	—	$\frac{G1, G3}{T_{от}}$	$\frac{G2, G3}{T_{от}}$	—	—	—	—

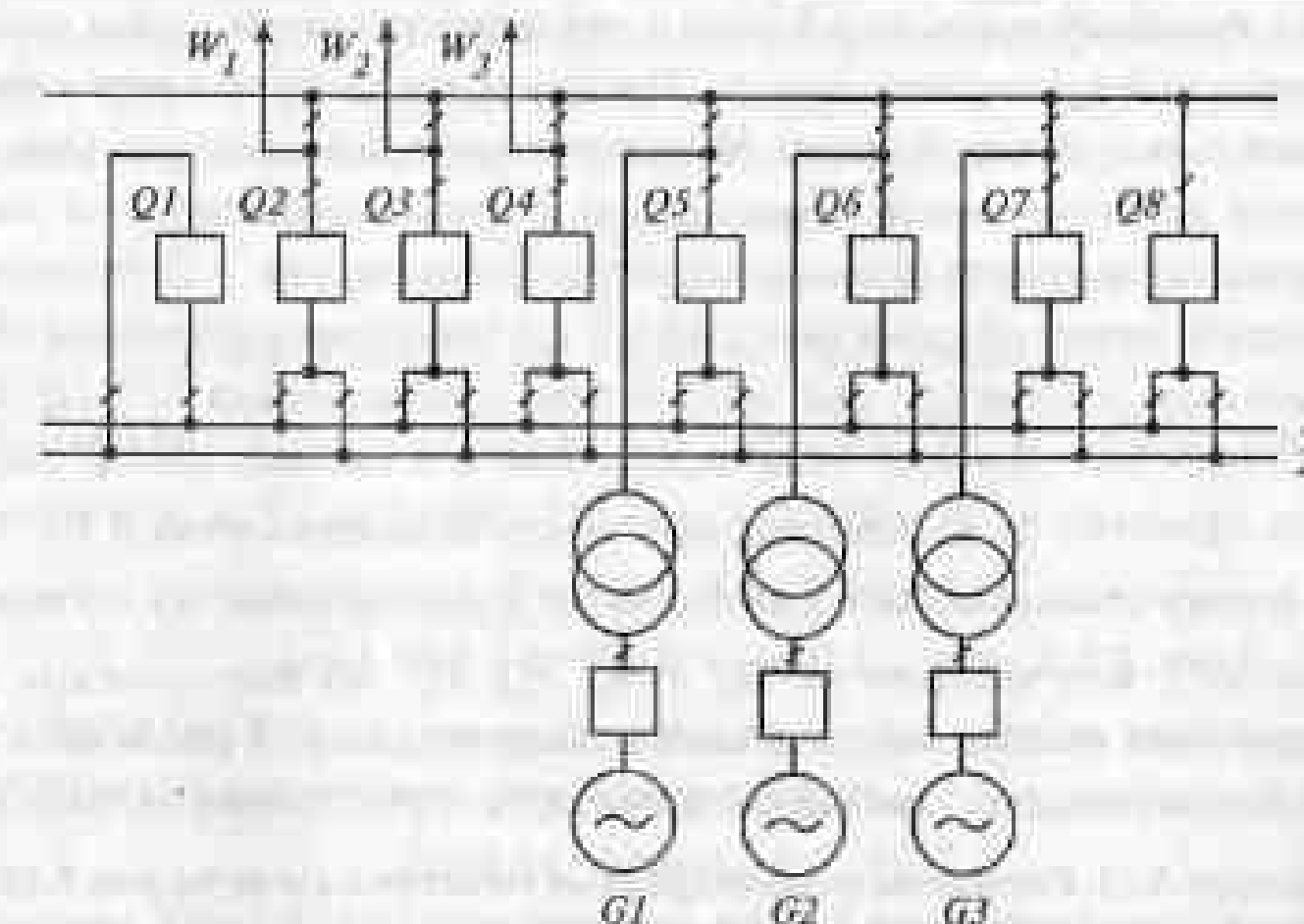


Рис. 5.18. Схема с двумя системами шин с обходной

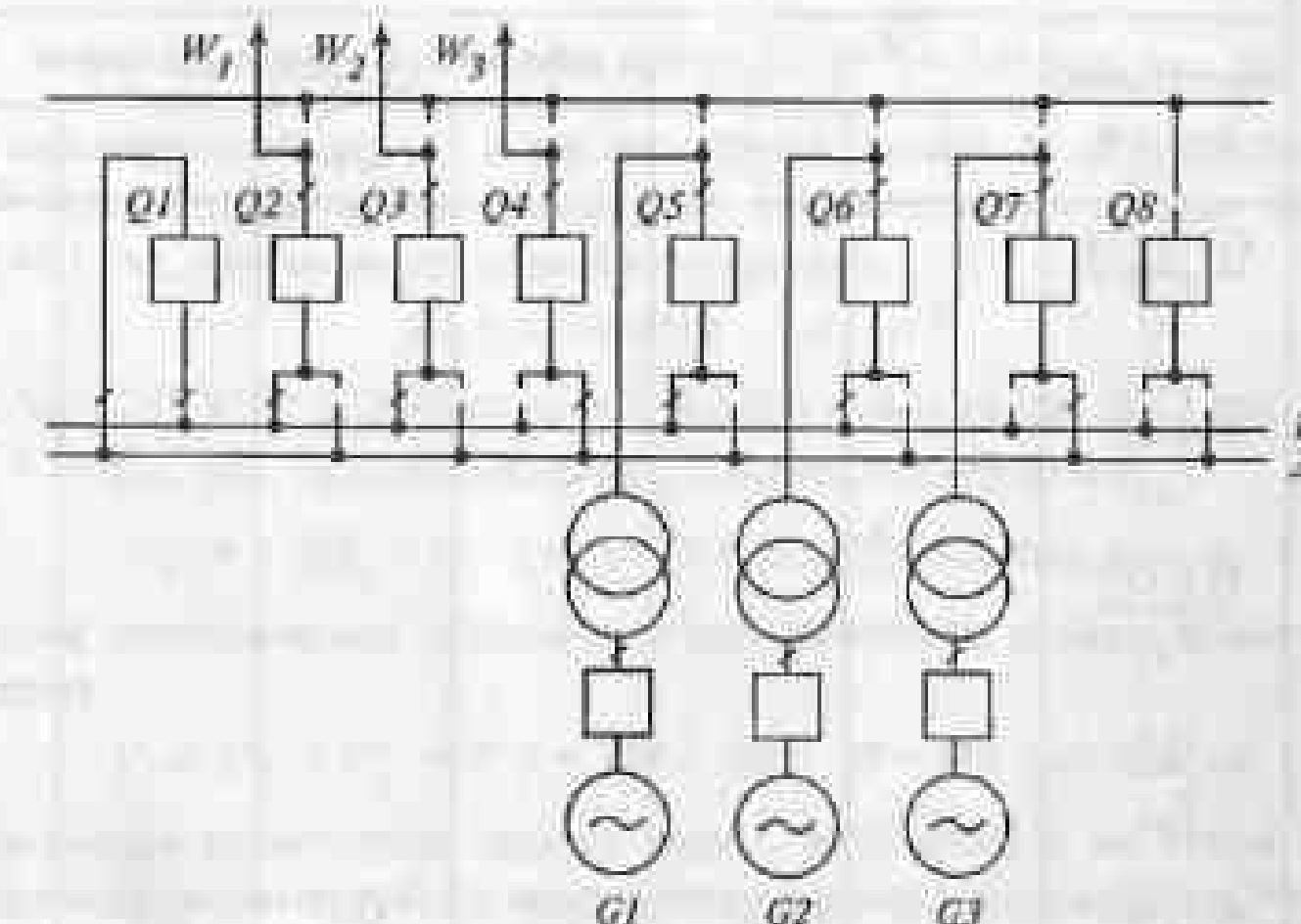


Рис. 5.19. Фиксация присоединений в схеме на рис. 5.18

5. Предлагается дополнительный вариант схемы коммутации, например, схема с двумя системами шин с обходной (рис. 5.18). В ней на выключатель меньше, чем в схеме на рис. 5.17.

В схеме на рис. 5.18 в нормальном режиме и при плановом ремонте любого выключателя обеспечивается выдача всей располагаемой мощности электростанции в систему.

6. Рассматривается схема на рис. 5.18 в расчетных послеаварийных режимах. В ней наиболее тяжелое расчетное событие — отказ шиносоединительного выключателя Q1 или авария на развилке шинных разъединителей, приводящая (см. § 2.7) к потере обеих рабочих систем сборных шин. При этом от сети отключаются все блоки электростанции, $\Delta P = 3P_{от} = 3 \cdot 300 = 900 \text{ МВт,}$ что не превышает $\Delta P_{доп} = 1000 \text{ МВт.}$ Следовательно, схема на рис. 5.18 удовлетворяет всем заданным ограничениям с позиций расчетных режимов работы.

Далее оцениваются экономические последствия из-за ее ненадежности при расчетных отказах.

6.1. Фиксируются в качестве расчетных элементы энергоблоки G1—G3, а в качестве учитываемых элементов — выключатели Q1—Q8 и рабочие системы 1 и 2 сборных шин.

6.2. Принимается исходный нормальный режим, когда все элементы схемы находятся в работе, без учета его относительной продолжительности. Как отмечалось в § 5.4, в нормальном режиме схема с двумя системами шин с обходной имеет фиксированные присоединения. Они распределяются между системами шин по возможности симметрично, а шинное соединительный выключатель нормально включен. Принятая фиксация присоединений для схемы на рис. 5.18 приведена на рис. 5.19. Параметр потока отказов систем сборных шин (табл. 5.15) определен следующим образом. Система шин 1 имеет в нормальном режиме (см. рис. 5.19) четыре присоединения ($G1, G2, W1, W2$). Откуда (см. § 2.7, табл. 2.12) $\omega_1 = 0,01 \cdot 4 = 0,04$ 1/год. Аналогично для системы шин 2: два присоединения ($G3, W3$) и $\omega_2 = 0,01 \cdot 2 = 0,02$ 1/год. Наконец, при шести присоединениях к РУ 330 кВ ($G1-G3, W1-W3$) параметр потока отказов событий, приводящих к одновременному погашению обеих систем сборных шин 1-2 (см. § 2.7, табл. 2.12), $\omega_{1-2} = 0,005 \cdot 6 = 0,03$ 1/год.

Последствия единичных отказов выключателей в схеме на рис. 5.18 (см. в табл. 5.15). Обходной выключатель $Q8$ не рассматривается, так как он является по сути подменным, запасным.

Таблица 5.15. Расчетные послеаварийные события в схеме на рис. 5.18 (не связанные друг с другом события исключены)

Элемент	ω_j , 1/год	ΔP (числитель) и T_{ij} (знаменатель) при отказах в исходных в режимах							
		нормальном, $\eta_0 = 1,0$	при плановом ремонте выключателя						
			$Q1$	$Q2$	$Q3$	$Q4$	$Q5$	$Q6$	$Q7$
$Q1$	0,2	$\frac{G1-G3}{T_{n1}}$							
$Q2$	0,2	$\frac{G1, G2}{T_{n1}}$							
$Q3$	0,2	$\frac{G1, G2}{T_{n1}}$							
$Q4$	0,2	$\frac{G3}{T_{n1}}$							
$Q5$	0,2	$\frac{G1, G2}{T_{n1}}$	$\frac{G1}{T_{n2}}$	$\frac{G1}{T_{n2}}$	$\frac{G1}{T_{n2}}$	$\frac{G1}{T_{n2}}$	$\frac{G1}{T_{n2}}$	$\frac{G1}{T_{n2}}$	$\frac{G1}{T_{n2}}$
$Q6$	0,2	$\frac{G1, G2}{T_{n1}}$	$\frac{G2}{T_{n2}}$	$\frac{G2}{T_{n2}}$	$\frac{G2}{T_{n2}}$	$\frac{G2}{T_{n2}}$	$\frac{G2}{T_{n2}}$	$\frac{G2}{T_{n2}}$	$\frac{G2}{T_{n2}}$
$Q7$	0,2	$\frac{G3}{T_{n1}}$	$\frac{G3}{T_{n2}}$	$\frac{G3}{T_{n2}}$	$\frac{G3}{T_{n2}}$	$\frac{G3}{T_{n2}}$	$\frac{G3}{T_{n2}}$	$\frac{G3}{T_{n2}}$	$\frac{G3}{T_{n2}}$
1	0,04	$\frac{G1, G2}{T_{n1}}$							
2	0,02	$\frac{G3}{T_{n1}}$							
1-2	0,03	$\frac{G1-G3}{T_{n1}}$							

Отказ шинное соединительный выключатель или на разрыве шинных разъединителей приводит к погашению электростанции, $\Delta P = 900$ МВт. Результирующий параметр потока отказов данных событий (табл. 5.15) $0,2 + 0,03 = 0,23$ 1/год, так как это последовательно соединенные с позицией надежности (см. § 2.6) элементы. Дальнейшие расчеты подобны выполненным ранее (см. п. 4.2):

$$S = 0,23 \cdot 3/8760 = 7,9 \cdot 10^{-5};$$

$$\Delta f = 50 \cdot 900 / (2 \cdot 20\,000) = 1,125 \text{ Гц};$$

$$y_f = 0,007 \cdot 1,125^2 = 8,9 \cdot 10^{-3} \text{ отн. ед. / (кВт} \cdot \text{ч)};$$

$$Y_f = 8,9 \cdot 10^{-3} \cdot 10^{-3} \cdot 20\,000 \cdot 10^3 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 7,9 \cdot 10^{-5} = 123 \text{ тыс. отн. ед.};$$

$$Y_c = 0,7 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-3} \cdot 900 \cdot 10^3 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 7,9 \cdot 10^{-5} = 4 \text{ тыс. отн. ед.};$$

$$Y'_1 = Y_f + Y_c = 123 + 4 = 127 \text{ тыс. отн. ед.}$$

При отказах выключателей $Q2, Q3, Q5, Q6$, а так же системы шин 1, от сети отключается два энергоблока, $\Delta P = 600$ МВт. Результирующий параметр потока отказов данных событий (табл. 5.15) $4 \cdot 0,2 + 0,04 = 0,84$ 1/год, а вероятность аварийного простоя

$$S = 0,84 \cdot 3/8760 = 2,9 \cdot 10^{-4}.$$

Расчеты для случая $\Delta P = 600$ МВт выполнялись в п. 4.3 для третьей группы состояний в схеме на рис. 5.17 при $S_{ав.пл} = 1,0 \cdot 10^{-5}$, когда был получен $Y''' = 7$ тыс. отн. ед. Следовательно, по правилу пропорций

$$Y''_1 = Y''' S / S_{ав.пл} = 7 \cdot 2,9 \cdot 10^{-4} / (1,0 \cdot 10^{-5}) = 203 \text{ тыс. отн. ед.}$$

При отказах выключателей $Q4, Q7$, а так же системы шин 2, от сети отключится один энергоблок, $\Delta P = 300$ МВт. Результирующий параметр потока отказов данных событий (табл. 5.15) $2 \cdot 0,2 + 0,02 = 0,42$ 1/год, а вероятность аварийного простоя

$$S = 0,42 \cdot 3/8760 = 1,4 \cdot 10^{-4}.$$

Расчеты при $\Delta P = 300$ МВт выполнялись в п. 4.2 для схемы на рис. 5.17 при $S_1 = 4,1 \cdot 10^{-4}$, когда был получен $Y_1 = 73$ тыс. отн. ед. Следовательно, по правилу пропорций

$$Y''_1 = Y_1 S / S_1 = 73 \cdot 1,4 \cdot 10^{-4} / (4,1 \cdot 10^{-4}) = 25 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Результирующие экономические последствия при единичных отказах выключателей в схеме на рис. 5.18 составляют

$$Y_1 = Y'_1 + Y''_1 + Y'''_1 = 127 + 203 + 25 = 355 \text{ тыс. отн. ед.}$$

6.3. Рассматриваются последствия отказов одного выключателя во время планового ремонта другого. При плановом ремонте любого выключателя присоединения ($Q2-Q7$), он замещается обходным $Q8$. При отказе выключателя в цепи блока в этот момент времени произойдет погашение одной системы шин. Математическое ожидание ущерба при отказах выключателей в цепях блоков ($Q5-Q7$), последствия которых ликвидируются после оперативных переключений и восстановления технологического процесса на электростанции, оценивалось в п. 6.2. В рассматриваемом случае вероятность аварийного простоя энергоблока ($\Delta P = 300$ МВт), в цепи которого произошел отказ выключателя, будет зависеть от длительности плановых и аварийно-восстановительных ремонтов выключателей. В схеме на рис. 5.18 таких событий 18 (см. табл. 5.15).

Вероятность аварийного простоя блока при отказе одного выключателя во время планового ремонта другого $S_{ав.пл} = 2,5 \cdot 10^{-5}$ рассчитывалась в п. 4.3 для первой группы состояний в схеме на рис. 5.17. С учетом количества расчетных событий для схемы на рис. 5.18 имеем

$$S_{ав.пл} = 18 S_{ав.пл} = 18 \cdot 2,5 \cdot 10^{-5} = 4,5 \cdot 10^{-4}.$$

Математическое ожидание ущерба при $\Delta P = 300$ МВт оценивалось в п. 4.2 для схемы на рис. 5.17 при $S_1 = 4,1 \cdot 10^{-4}$, когда был получен $Y_1 = 73$ тыс. отн. ед. Следовательно, по правилу пропорций

$$Y' = Y_1 S_{ав.пл} / S_1 = 73 \cdot 4,5 \cdot 10^{-4} / (4,1 \cdot 10^{-4}) = 80 \text{ тыс. отн. ед.}$$

6.4. Суммируются экономические последствия из-за ненадежности схемы на рис. 5.18

$$Y_{\text{впр2}} = Y_1 + Y' = 355 + 80 = 435 \text{ тыс. отн. ед.}$$

7. Определяются по (4.24) суммарные за расчетный срок службы 30 лет электроустановки затраты на варианты схем, при этом следует принимать во внимание отличающиеся друг от друга составляющие затрат.

В схеме на рис. 5.17 требуется дополнительно один выключатель 330 кВ. По табл. 9.15 в [1.2] его максимальная стоимость $K = 300$ тыс. отн. ед. Затраты на капитальный ремонт выключателя (см. § 2.5) $a = 0,029$, а издержки обслуживания $b = 0,02$. Экономические последствия из-за ненадежности схемы на рис. 5.17 составляют 84 тыс. отн. ед., а в схеме на рис. 5.18 — 435 тыс. отн. ед. Следовательно, для варианта на рис. 5.17 по (4.24):

$$\bar{Z} = 300 + [300(0,029 + 0,02) + 84] \frac{(1 + 0,08)^{30} - 1}{0,08(1 + 0,08)^{30}} = 1410 \text{ тыс. отн. ед.},$$

а для схемы на рис. 5.18

$$\bar{Z} = 435 \frac{(1 + 0,08)^{30} - 1}{0,08(1 + 0,08)^{30}} = 4894 \text{ тыс. отн. ед.}$$

Таким образом, с технико-экономических позиций схема 3/2 заметно превосходит схему с двумя системными шина с обходной системой. Кроме того, в последней схеме больше разъединителей. Причем стоимость разъединителя составляет не менее 15 % стоимости выключателя.

8. Выбирается вариант схемы коммутации, имеющий минимальные суммарные затраты, т.е. схема 3/2.

5.7. Тенденции в использовании коммутационных аппаратов

Схемные, конструктивные и компоновочные решения, а также надежность электроустановок зависят от типов коммутационных аппаратов.

В настоящее время во многих странах мира масляные (баковые), маломасляные, электромагнитные и воздушные (кроме генераторных) выключатели заменяют вакуумными и элегазовыми выключателями, а также КРУЭ. При напряжении до 36 кВ наиболее часто применяют вакуумные выключатели, а при напряжении 72,5 кВ и более — элегазовые выключатели и КРУЭ.

На рубеже 70—80-х годов практически все производители прекратили работы по модернизации конструкции масляных, маломасляных и электромагнитных выключателей и в конце 80-х годов перешли к производству преимущественно вакуумных и элегазовых выключателей и КРУЭ. Наиболее устойчивая область применения воздушных выключателей — это генераторные выключатели. Для них требуется исключительно высокие значения продолжительного тока и тока отключения. Однако во второй половине 80-х — начале 90-х годов появились сообщения о создании вакуумных (Siemens, Германия) и элегазовых (Alsthom, Франция, Hitachi, Япония и др.) генераторных выключателей. Ниже рассматриваются выключатели, производимые в России.

Элегазовые колонковые выключатели напряжением 110 кВ и выше. В табл. 5.16 приведены основные характеристики одного из первых типов элегазовых выключателей типа ВГУ с пневматическим приводом. Конструкция предусматривает один разрыв на полюс выключателя при напряжении 110 кВ (рис. 5.20, а), два разрыва — при 220—330 кВ (рис. 5.20, б, в), четыре разрыва — при 500—750 кВ (рис. 5.20, г, д).

В табл. 5.17 даны характеристики современных колонковых выключателей типа ВГТ с пружинным приводом (рис. 5.21).

Таблица 5.16. Элегазовые выключатели типа ВГУ

Параметр	Значение параметра для выключателей типа				
	ВГУ—110	ВГУ—220	ВГУ—330Б	ВГУ—500Б	ВГУ—750
Номинальное напряжение, кВ	110	220	330	500	750
Номинальный ток, А	2000; 3150	3150	3150	3150	3150
Номинальный ток отключения, кА	40	45	40	40	40
Нормированное содержание аperiodической составляющей, %	47	47	47	47	47
Ток электродинамической стойкости, кА	102	150	102	102	102
Термическая стойкость, кА/с	40/2	50/2	40/3	40/3	40/3
Собственное время отключения, с	0,025	0,027	0,025	0,025	0,025
Полное время отключения, с	0,055	0,055	0,05	0,05	0,05
Собственное время включения, с	0,12	0,12	0,1	0,1	0,1
Избыточное давление элегаза, МПа, при 20 °С	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Избыточное давление сжатого воздуха в приводе выключателя, МПа	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Ресурс по механической стойкости, циклов включение—отключение	5000	3000	5000	5000	5000
Ресурс по коммутационной стойкости, циклов отключения:					
при токах $I = (0,6—1,0)I_{\text{откл.ном}}$	20	15	20	20	20
при токах $I = (0,3—0,6)I_{\text{откл.ном}}$	34	22	34	34	34
при токах $I = I_{\text{ном}}$	3000	3000	3000	3000	3000
Срок службы, лет	25	25	25	25	25

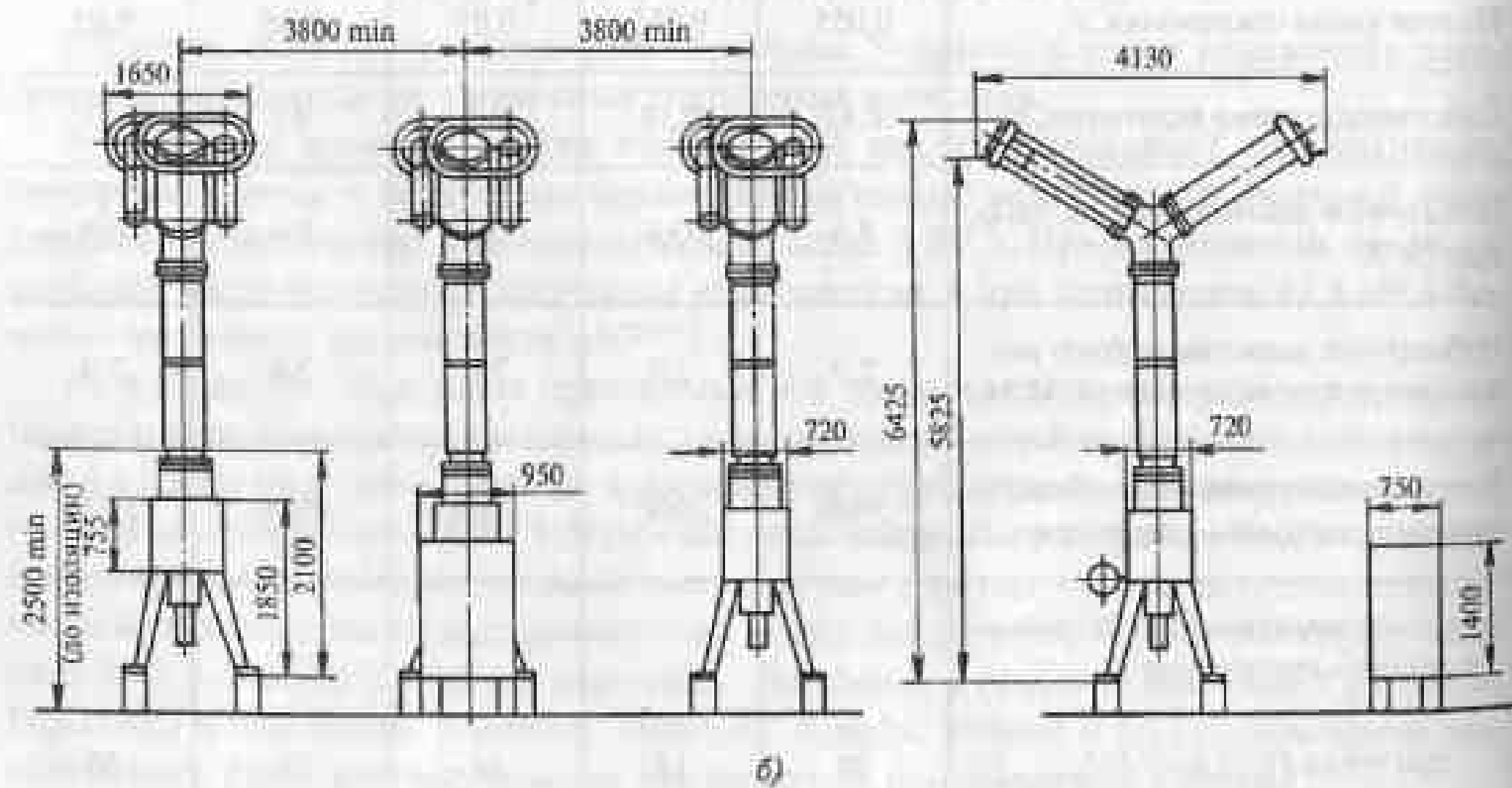
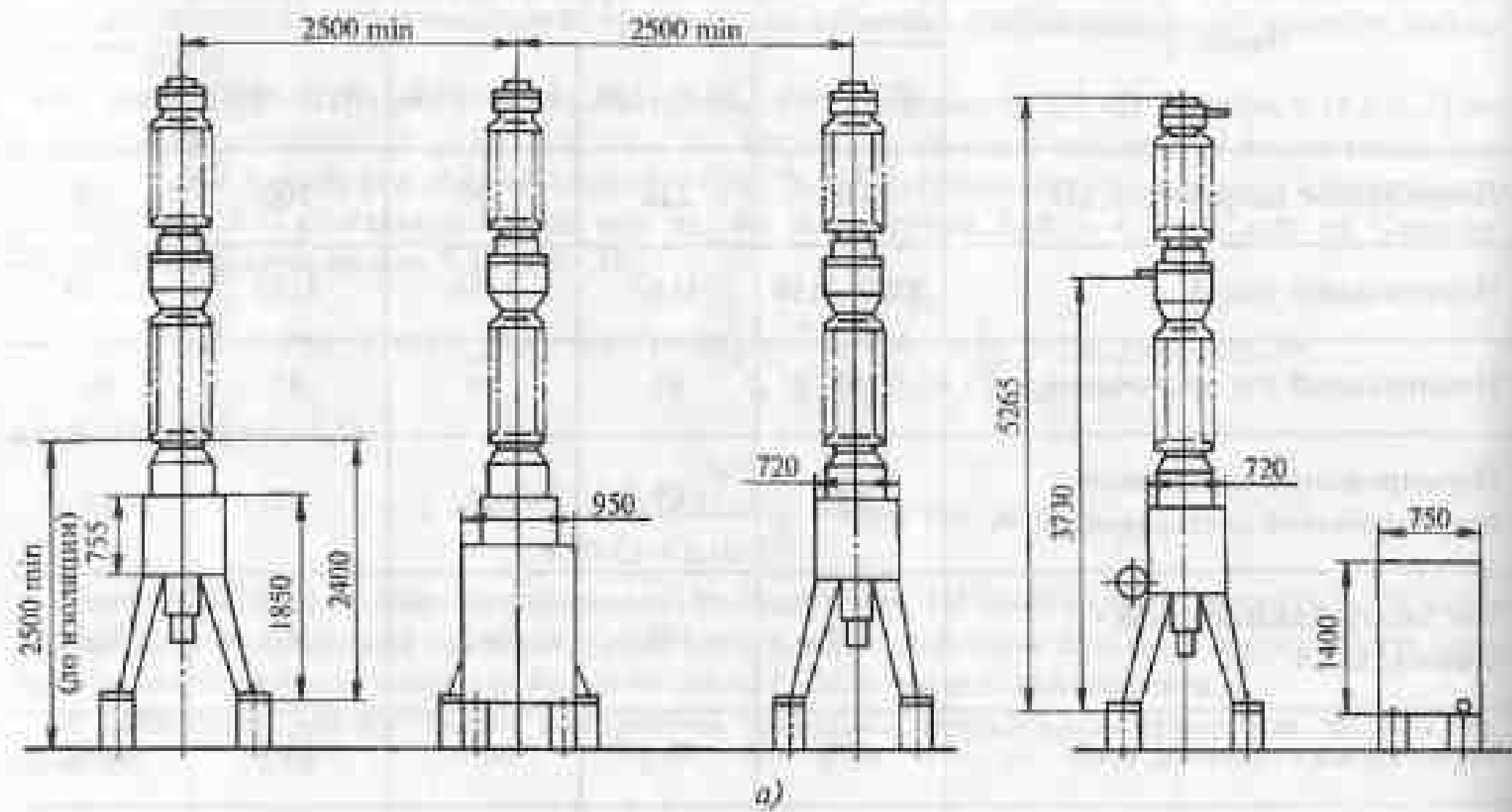


Рис. 5.20. Выключатель типа ВГУ на напряжение:
 а — 110 кВ; б — 220 кВ; в — 330 кВ; г — 500 кВ; д — 750 кВ

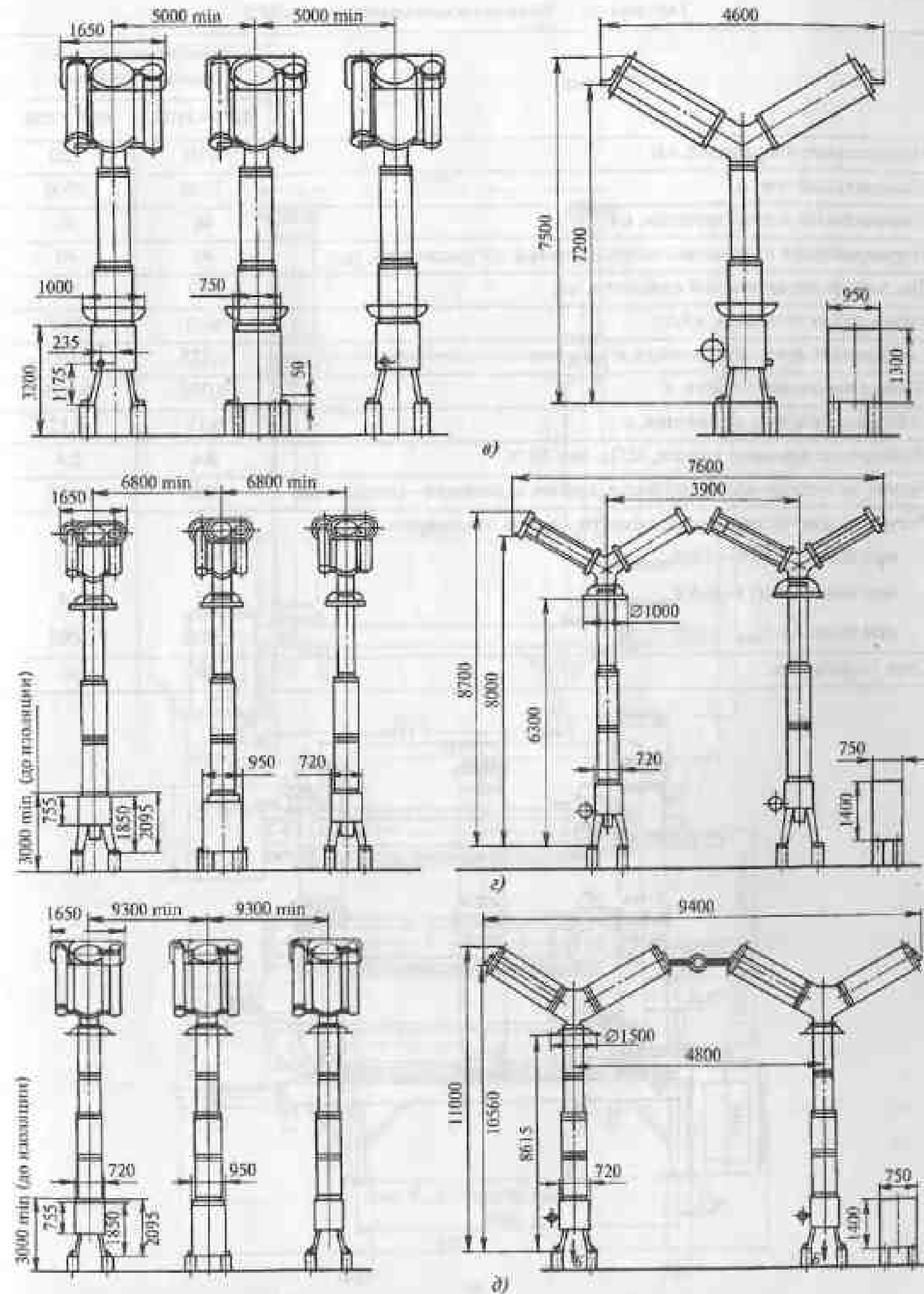


Рис. 5.20. Окончание

Таблица 5.17. Элегазовые выключатели типа ВГТ

Параметр	Значение параметра для выключателей типа	
	ВГТ—110В	ВГТ—220В
Номинальное напряжение, кВ	110	220
Номинальный ток, А	2500	2500
Номинальный ток отключения, кА	40	40
Нормированное содержание аперiodической составляющей, %	40	40
Ток электродинамической стойкости, кА	102	102
Термическая стойкость, кА/с	40/3	40/3
Собственное время отключения, с	0,035	0,035
Полное время отключения, с	0,055	0,055
Собственное время включения, с	0,12	0,12
Избыточное давление элегаза, МПа, при 20 °С	0,4	0,4
Ресурс по механической стойкости, циклов включение—отключение	5000	5000
Ресурс по коммутационной стойкости, циклов отключения:		
при токах $I = (0,6—1,0)I_{откл.ном}$	20	20
при токах $I = (0,3—0,6)I_{откл.ном}$	34	34
при токах $I = I_{ном}$	3000	3000
Срок службы, лет	40	40

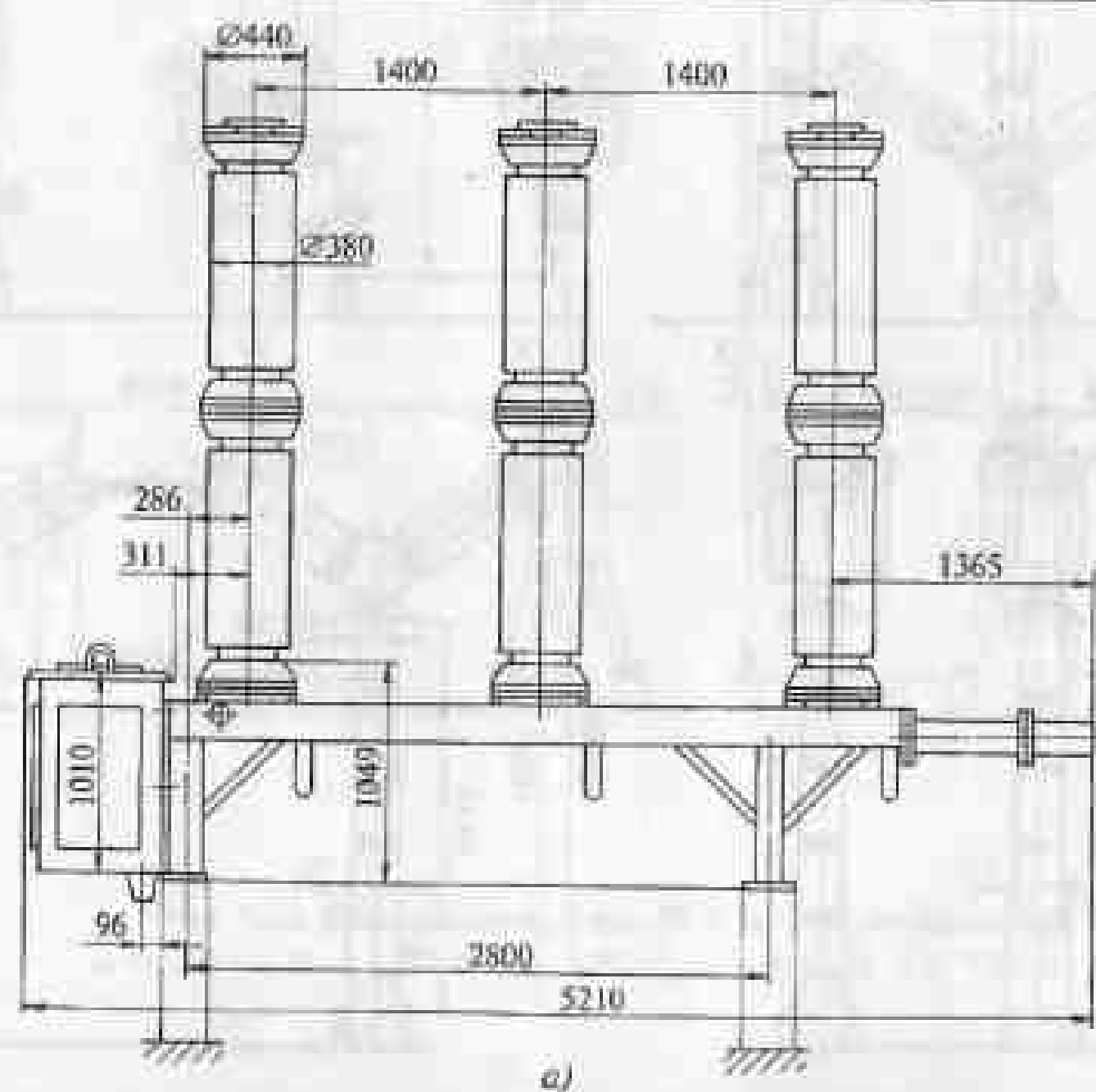
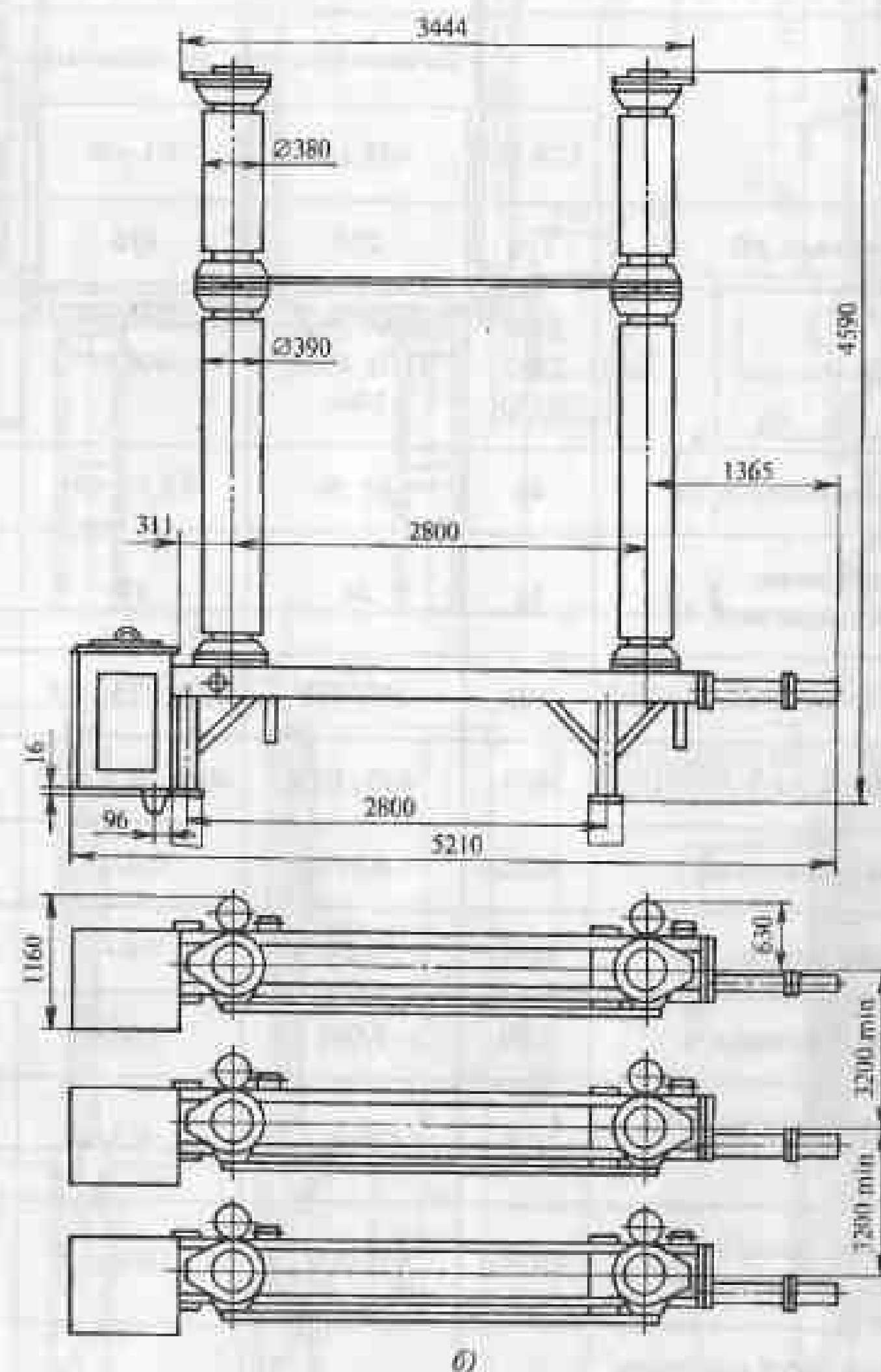
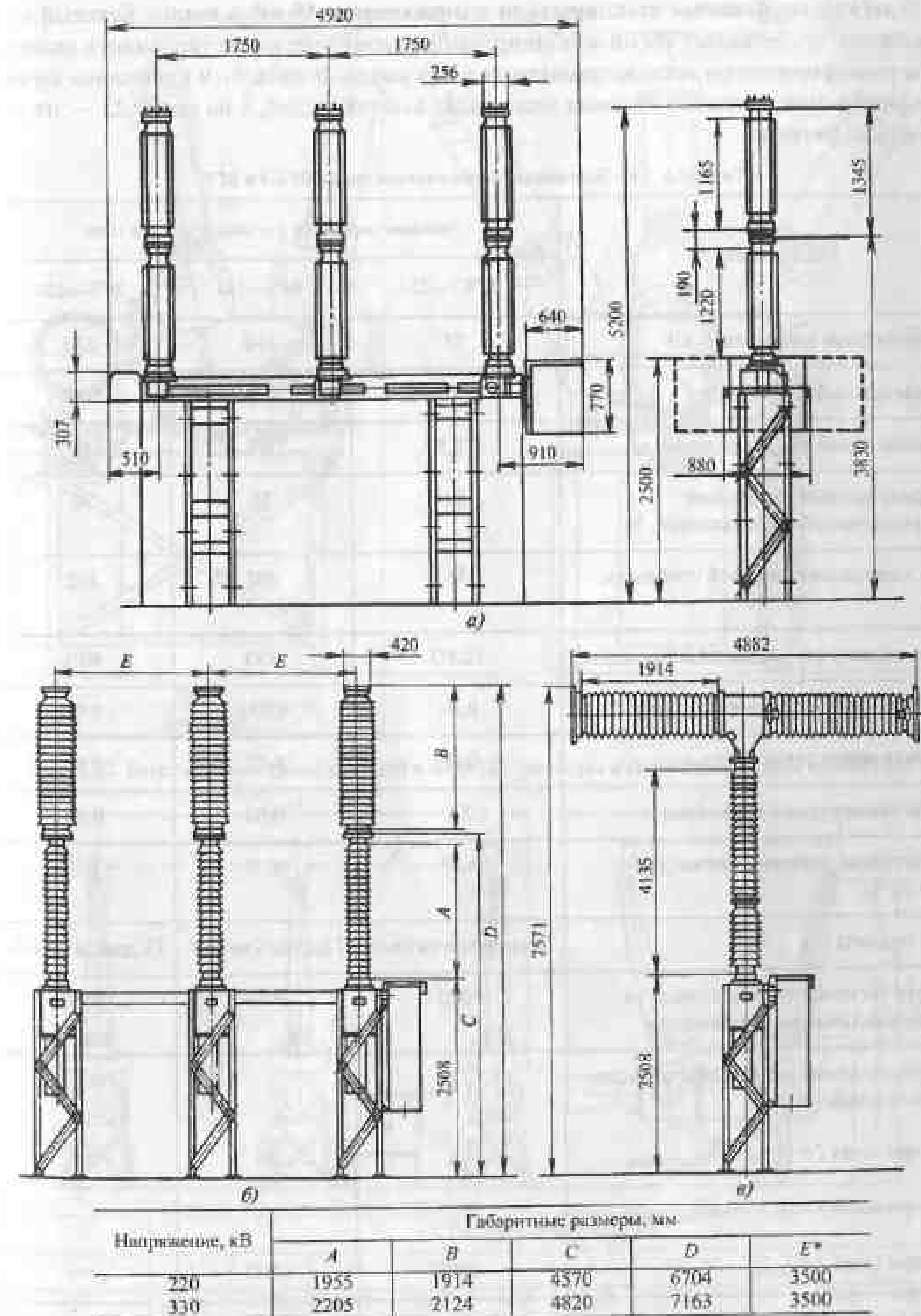
Рис. 5.21. Выключатель типа ВГТ на напряжении:
а — 110 кВ; б — 220 кВ

Рис. 5.21. Окончание

В табл. 5.18 представлены данные аналогичных колонковых типов выключателей с пружинными приводами, производимых в России международным электротехническим концерном АBB (рис. 5.22). На напряжение 110—330 кВ имеется один разрыв на полюс выключателя (рис. 5.22, а, б), а при 500 кВ — два разрыва (рис. 5.22, в).

Таблица 5.18. Элегазовые выключатели типов LTB и HPL

Параметр	Значение параметра для выключателей типа			
	LTB 145	HPL 242	HPL 420	HPL 550
Номинальное напряжение, кВ	110	220	330	500
Номинальный ток, А	2000; 2500; 3150	2000; 2500; 3150; 4000; 5000	4000	2000; 2500; 3150; 4000; 5000
Номинальный ток отключения, кА	40	40; 50	40; 50; 63	50
Нормированное содержание аperiodической составляющей, %	52	56	51	56
Ток электродинамической стойкости, кА	102	100; 125	100; 125; 158	125
Термическая стойкость, кА/с	40/3	40/3; 50/3	40/3; 50/3; 63/3	50/3
Собственное время отключения, с	0,022	0,019	0,023	0,018
Полное время отключения, с	0,04	0,04	0,04	0,04
Собственное время включения, с	0,04	0,065	0,065	0,065
Избыточное давление элегаза, МПа, при 20 °С	0,5	0,5	0,5	0,5
Ресурс по механической стойкости, циклов включение—отключение	10 000	10 000	10 000	10 000
Ресурс по коммутационной стойкости, циклов отключения:				
при токах $I = (0,6—1,0)I_{откл.ном}$	20	20	20	20
при токах $I = (0,3—0,6)I_{откл.ном}$	50	65	50	65
при токах $I = I_{ном}$	5000	2000	2500	2000



* Минимальное значение.

Рис. 5.22. Выключатели типов LTB и HPL на напряжение: а — 110 кВ; б — 220—330 кВ; в — полюс выключателя 500 кВ

Элегазовые баковые выключатели напряжением 35 кВ и выше. Баковый выключатель представляет собой комбинированный комплекс коммутационного аппарата и трансформаторов тока, встраиваемых в его вводы. В табл. 5.19 приведены характеристики отечественных баковых элегазовых выключателей, а на рис. 5.23 — их габаритные размеры.

Таблица 5.19. Элегазовые выключатели типов ВГБЭ и ВГБ

Параметр	Значение параметра для выключателя типа		
	ВГБЭ—35	ВГБ—110	ВГБ—220
Номинальное напряжение, кВ	35	110	220
Номинальный ток, А	630	2000	2000
Номинальный ток отключения, кА	12,5	40	40
Нормированное содержание аperiodической составляющей, %	32	36	36
Ток электродинамической стойкости, кА	35	102	102
Термическая стойкость, кА/с	12,5/3	40/3	40/3
Собственное время отключения, с	0,04	0,035	0,03
Полное время отключения, с	0,07	0,05	0,06
Собственное время включения, с	0,1	0,08	0,15
Избыточное давление элегаза, МПа, при 20 °С	0,45	0,5	0,5
Тип привода	Электромагнитный	Гидравлический	Гидравлический
Ресурс по механической стойкости, циклов включение—отключение	5000	5000	5000
Ресурс по коммутационной стойкости, циклов отключения:			
при токах $I = (0,6—1,0)I_{откл.ном}$	33	20	20
при токах $I = (0,3—0,6)I_{откл.ном}$	83
при токах $I = I_{ном}$	2000	2500	2500
Срок службы, лет	...	30	30

Примечание: Знак «...» — нет данных.

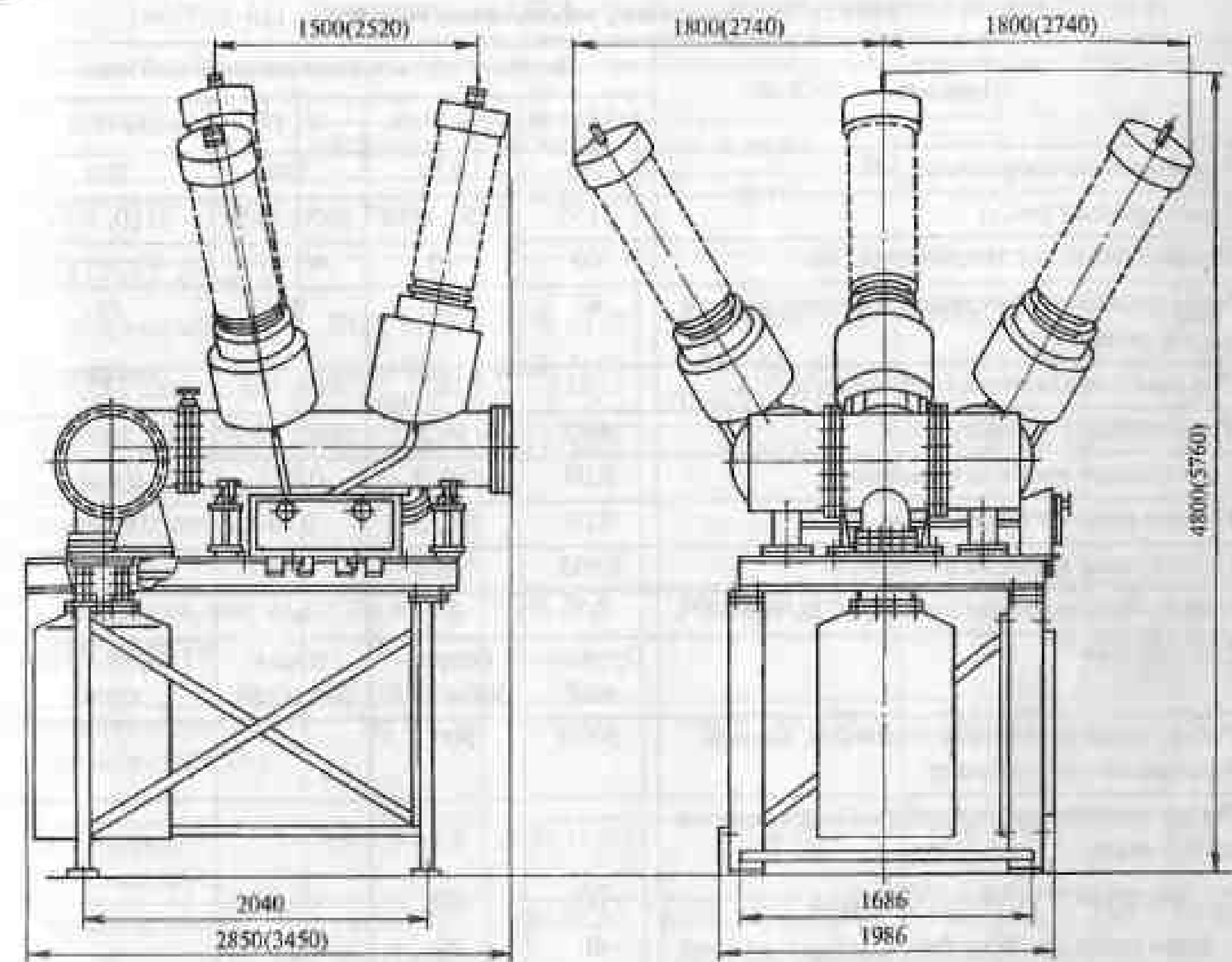


Рис. 5.23. Выключатели типов ВГБ-110 и ВГБ-220 (размеры в скобках относятся к ВГБ-220)

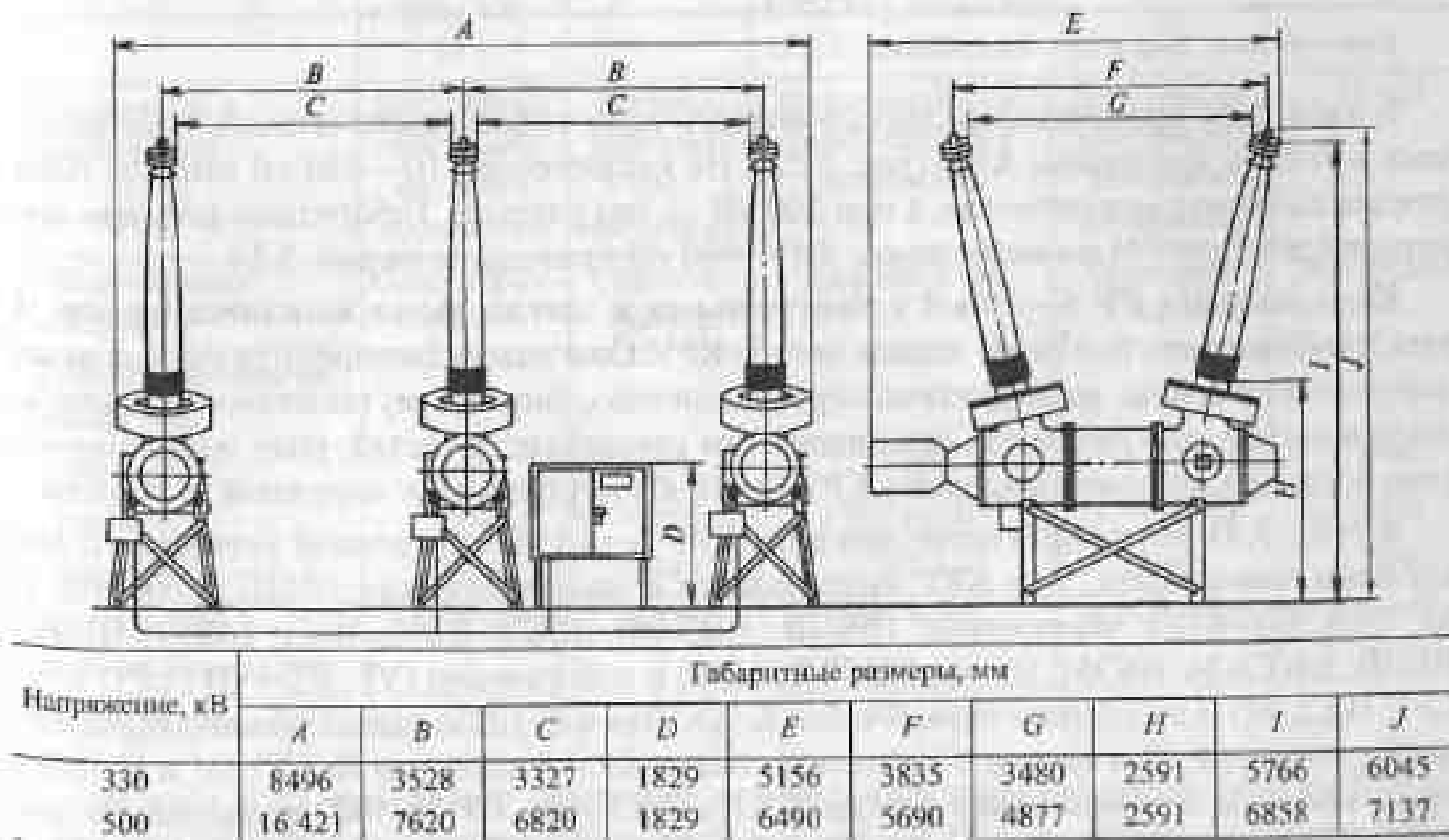


Рис. 5.24. Выключатели типов 362 PM и 550 PM

Таблица 5.20. Элегазовые выключатели типа РМ

Параметр	Значение параметра для выключателей типа			
	145 РМ 40	242 РМР	362 РМ	550 РМ
Номинальное напряжение, кВ	110	220	330	500
Номинальный ток, А	3150	3150; 4000	2000; 3150	3150; 4000
Номинальный ток отключения, кА	40	40	40; 50	40; 50; 63
Нормированное содержание аperiodической составляющей, %	47	50	30	50
Ток электродинамической стойкости, кА	102	102	102; 135	102; 135; 170
Термическая стойкость, кА/с	40/3	40/3	40/3; 50/3	40/3; 50/3; 63/3
Собственное время отключения, с	0,03	0,029	0,025	0,016
Полное время отключения, с	0,05	0,055	0,04	0,04
Собственное время включения, с	0,065	0,063	0,08	0,08
Избыточное давление элегаза, МПа, при 20 °С	0,7	0,7	0,63	0,7
Тип привода	Пружинный	Гидравлический	Гидравлический	Гидравлический
Ресурс по механической стойкости, циклов включение—отключение	5000	5000
Ресурс по коммутационной стойкости, циклов отключения:				
при токах $I = (0,6—1,0)I_{откл.ном}$	20	20
при токах $I = (0,3—0,6)I_{откл.ном}$	40	40
при токах $I = I_{ном}$	2000	2000

Примечание. Знак «...» — нет данных.

В табл. 5.20 представлены данные аналогичных типов выключателей, производимых в России концерном АВВ (рис. 5.22). На напряжение 110—330 кВ имеется один разрыв на полюс выключателя, а при 500 кВ — два разрыва. Габаритные размеры выключателей типа РМ на напряжение 330—500 кВ приведены на рис. 5.24.

Комплектные РУ 6—10 кВ с вакуумными и элегазовыми выключателями. В электроустановках 6—10 кВ используются КРУ. Они классифицируются по условиям окружающей среды, конструктивному исполнению, типу коммутационного аппарата, особенностям обслуживания, защищенности токоведущих частей, роду оперативного тока и т.д. Традиционно выделяют КРУ 6—10 кВ внутренней и наружной установки.

В табл. 5.21 даны характеристики ряда КРУ 6—10 кВ внутренней установки с выкатными элементами. Эти КРУ выпускаются с маломасляными (ВМПЭ, ВК; ВКЭ; МГТ-10-5000-63К), вакуумными (ВБПВ; ВВЭ-М; ВБЧЭ; ВБМ; ВБП; ВБКЭ; ВБЭК; ВБПВ; ВВТЭ-М; ВБЭМ; ВБЭС; ВВ/TEL; VD4) и элегазовыми (VF; HD4/GT; LF1; LF2; LF3; HA3; FG1) выключателями. Ячейки К-XXVIM и К-104М имеют общепромышленное применение. Для вводов и секционирования КРУ с ячейками К-XXVIM и К-104М предназначены соответственно ячейки К-XXVII и К-105. РУ-10-5000 применяются для ГРУ ТЭЦ и РУ мощных подстанций для вводов и секционирования сборных шин, присоединения крупных потребителей, а также линий к групповым реакторам.

Таблица 5.21. Характеристики КРУ 6—10 кВ внутренней установки с маломасляными, вакуумными и элегазовыми выключателями

Параметр	Тип КРУ				
	К-XXVIM	К-XXVII	К-104М	К-105	РУ-10-5000
Номинальное напряжение, кВ	6; 10	6; 10	6; 10	6; 10	10
Номинальный ток, А: сборных шин шкафов	2000; 3150; 630; 1000; 1600	2000; 3150	1600; 2000; 3150; 400; 630; 800; 1000; 1250; 1600	2000; 3150	5000; 1600; 4000; 5000
Количество и сечение силовых кабелей в шкафах отходящих линий, мм ²	4(3×240)	12(3×240)	4(3×240)	12(3×240)	—
Номинальный ток отключения, кА	20; 31,5	20; 31,5	16; 20; 31,5; 40	31,5; 40	58 (в цикле АПВ); 63 (без цикла АПВ)
Ток электродинамической стойкости, кА	50; 80	50; 80	40; 50; 80; 128	80; 128	170
Термическая стойкость, кА/с	20/3; 31,5/3	20/3; 31,5/3	До 40/3	31,5/3; 40/3	63/3
Тип выключателя	ВМПЭ; ВВТЭ-М; ВБЭС; ВВ/TEL; VF; LF1	ВМПЭ	ВКЭ; VD4; ВБПВ; ВВЭ-М; ВБЧЭ; ВБМ; ВБП; ВБКЭ; ВВ/TEL; VF; HD4/GT; LF1; LF2; LF3	ВВЭ-М; ВБЭК; HA3; LF3	МГТ-10-5000-63К
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный и пружинный	Встроенный электромагнитный	Встроенный электромагнитный и пружинный	Встроенный электромагнитный и пружинный	ПЭ-21
Обслуживание шкафов	Одностороннее	Одностороннее	Двустороннее	Двустороннее	Двустороннее
Габаритные размеры шкафа, мм:					
ширина	900	900	750	1125 (1000)*	1500
глубина	1250	1250	1305 (1435)*	1450 (1410)*	2600
высота	2380	2380	2230	2340	2960
Масса шкафа отходящей линии, кг	900—1250	До 1800	680—880	930—1330	4900

* Для шкафов с элегазовыми выключателями.

В табл. 5.22 приведены основные технические характеристики элегазовых выключателей VF с пружинным приводом, а в табл. 5.23 — вакуумных выключателей ВВЭ-М с электромагнитным приводом, используемых в КРУ 6—10 кВ.

Таблица 5.22. Электрические выключатели типа ВР

Параметр	Значение параметра для выключателей типа ВР											
	ВР0,12-20	ВР0,16-50	ВР0,20-50	ВР1,08-16	ВР1,12-16	ВР1,12-20	ВР1,12-20	ВР1,16-31	ВР1,20-31	ВР1,25-31	ВР1,25-40	ВР1,25-40
Номинальное напряжение, кВ	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Номинальный ток, А:	1250	1600	2000	800	1250	800	1250	1600	2000	2500	1250	1600
Номинальный ток отключения, кА	50	50	50	16	16	20	31,5	31,5	31,5	31,5	40	40
Нормированное содержание аперодической составляющей, %	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Ток электродинамической стойкости, кА	128	128	128	40	40	50	80	80	80	80	110	110
Термическая стойкость, кА/с	50/3	50/3	50/3	16/3	16/3	20/3	31,5/3	31,5/3	31,5/3	31,5/3	43,5/3	43,5/3
Собственное время отключения, с	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Полное время отключения, с	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Собственное время включения, с	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Избыточное давление элегаза, МПа, при 20 °С	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Ресурс по механической стойкости, циклов включения—отключение	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000
Ресурс по коммутационной стойкости, циклов отключения:												
при токах $I = I_{откл.ном}$	18	18	18	30	30	30	25	25	25	25	20	20
при токах $I = I_{ном}$	5000	5000	3500	5000	5000	5000	5000	5000	3500	3000	5000	3500
Габаритные размеры, мм:												
ширина	590	590	740	590	590	590	590	590	590	740	590	740
глубина	450	450	636	450	450	450	450	450	450	636	450	636
высота	972	972	1019	914	914	914	914	914	972	1019	972	1019
Масса выключателя, кг	105	120	120	105	105	105	105	105	120	130	105	130
Срок службы, лет	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25

Таблица 5.23. Вакуумные выключатели типа ВВЭ-М-10

Параметр	Значение параметра для выключателей типа		
	ВВЭ-М-10-20	ВВЭ-М-10-31,5	ВВЭ-М-10-40
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10
Номинальный ток, А:	630; 1000; 1600	630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150	2000; 2500; 3150
Номинальный ток отключения, кА	20	31,5	40
Нормированное содержание аперодической составляющей, %	50	50	50
Ток электродинамической стойкости, кА	51	81	128
Термическая стойкость, кА/с	20/3	31,5/3	40/3
Собственное время отключения, с	0,02	0,02	0,03
Полное время отключения, с	0,04	0,04	0,05
Собственное время включения, с	0,1	0,1	0,1
Ресурс по механической стойкости, циклов включения—отключение	50 000	30 000	10 000
Ресурс по коммутационной стойкости, циклов отключения:			
при токах $I = I_{откл.ном}$	50	50	50
при токах $I = I_{ном}$	50 000	30 000	10 000
Габаритные размеры, мм:			
ширина	617	617	624
глубина	593	593	678
высота	828	828	945
Масса выключателя, кг	96	96	210
Срок службы, лет	25	25	25

В табл. 5.24 приведены данные КРУ 6—10 кВ, предназначенные для работы в открытых электроустановках и изготавливаемые с выкатными элементами. Эти КРУ имеют уплотнения, обеспечивающие защиту от попадания внутрь шкафов атмосферных осадков. Как и для КРУ 6—10 кВ внутренней установки, здесь так же приме-

Таблица 5.24. Характеристики КРУ 6—10 кВ наружной установки с маломасляными, вакуумными и элегазовыми выключателями

Параметр	Тип КРУ	
	К-59У1	К-59ХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	6; 10	
Номинальный ток, А:	1000; 1600; 2000; 3150	
	630; 1000; 1600	
Количество и сечение силовых кабелей в шкафах отходящих линий, мм ²	4(3×240)	
Номинальный ток отключения, кА	20; 31,5	
Ток электродинамической стойкости, кА	51; 81	
Термическая стойкость, кА/с	20/3; 31,5/3	
Тип выключателя	ВКЭ; ВК; ВВЭ-М; ВВПВ; ВБЭК; ВБЭМ; ВВ/TEL; LF1; FG1	
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный и пружинный	
Обслуживание шкафов	Одностороннее	
Габаритные размеры шкафа, мм:	750	
	1300	
	2385	
Габаритные размеры КРУ, мм:	$(750n + 60)N$, где n — количество ячеек в секции; N — количество секций	
	2725	2780
	3100	3200
Масса транспортного блока из шести ячеек, кг	5600	6500

няются маломасляные, вакуумные и элегазовые выключатели. Поставка КРУ 6—10 кВ наружной установки выполняется модулями. Они содержат до шести шкафов с полностью выполненным монтажом первичных и вторичных цепей, а так же коридором управления.

Глава шестая ОБОСНОВАНИЕ И ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПРОВОДНИКОВ И АППАРАТОВ

6.1. Расчетные условия для выбора проводников и аппаратов по продолжительным режимам работы

В настоящей главе сформулированы условия выбора аппаратов и электрических проводников в наиболее целесообразной для учебного проектирования последовательности. Многие из этих условий, являющиеся общими для всех или группы аппаратов, изложены совместно; индивидуальные условия рассмотрены отдельно.

Электрооборудование *выбирают* по условиям продолжительных режимов и *проверяют* по условиям кратковременных режимов (КЗ различных видов, обрывы проводов, нарушение устойчивости параллельной работы и т.п.), определяющим из которых, как правило, является режим КЗ. При этом необходимо располагать расчетными условиями, параметрами и технико-экономическими характеристиками выпускаемого и осваиваемого перспективного электрооборудования. Под расчетными будем понимать наиболее тяжелые, но достаточно вероятные условия, в которых может оказаться электрический аппарат или проводник при различных режимах работы в электроустановках [2.6]. *Расчетные условия* — это требования электроустановок к параметрам элементов конкретной электрической цепи.

В продолжительных режимах температура частей электрооборудования достигает установившегося значения при неизменной температуре охлаждающей среды. К ним относят нормальный, ремонтные и послеаварийные режимы (§ 3.7). Аварийные режимы считают кратковременными, так как по продолжительности они составляют обычно доли процента продолжительности рабочих режимов, но их условия могут оказаться крайне опасными для успешной работы оборудования. Поэтому электрические аппараты и проводники выбираются по расчетным условиям продолжительных рабочих режимов и обязательно проверяются по расчетным условиям аварийных режимов.

Таким образом, во внимание принимаются следующие расчетные режимы: нормальный, ремонтные, послеаварийные, аварийные. Расчетные условия нормального режима электроустановки включают в себя: расчетную схему электроустановки; климатические условия (температура окружающей среды, ветровая нагрузка, высота над уровнем моря и др.); вид электроустановки (внутренняя или закрытая, наружная или открытая); исполнение оборудования (открытое, закрытое, защищенное, и т.п.); способ прокладки проводников (на воздухе, в земле, в воде); расчетные параметры режима (напряжение, ток, частота). В нормальном режиме функционируют все элементы рассматриваемой электроустановки, т.е. без вынужденных отключений. Ток нагрузки в этом режиме меняется в зависимости от графика нагрузки. Для выбора

электрических проводников и аппаратов следует принимать во внимание наибольший расчетный ток нормального режима $I_{\text{норм.расч}}$.

Расчетные условия ремонтных режимов охватывают расчетную схему электроустановки, расчетные параметры и продолжительность режимов, а так же значения расчетных перегрузок по их различным параметрам. В рассматриваемом режиме часть элементов электроустановки отключена для проведения плановых ремонтов. Следовательно, оставшееся в работе оборудование может нести повышенную (по сравнению с нормальным режимом) нагрузку $I_{\text{рем.расч}}$. Аналогичные расчетные условия принимаются для послеаварийных режимов, когда часть электроустановки выведена в аварийно-восстановительный ремонт; здесь возможна перегрузка оставшихся в работе элементов электроустановки током $I_{\text{п.ав.расч}}$.

Из анализа ремонтных и послеаварийных режимов выбирают наиболее тяжелый (утяжеленный) режим, когда тот или иной элемент электроустановки нагружен током $I_{\text{утж}} = \max\{I_{\text{рем.расч}}, I_{\text{п.ав.расч}}\}$. Таким образом, расчетными токами продолжительных режимов являются $I_{\text{норм.расч}}$ и $I_{\text{утж}}$.

Электрооборудование выбирают:

по уровню изоляции — $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}$;

допустимому нагреву в продолжительных режимах:

— для электрических аппаратов — $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}} = I_{\text{утж}}$;

— для электрических проводников: $s = s_{\text{расч}} = I_{\text{норм.расч}}/J$,

$$I_{\text{дл.доп}} \geq I_{\text{прод.расч}} = I_{\text{утж}};$$

— с учетом возможной перегрузки аппаратов и проводников (кабелей) —

$$I_{\text{п.доп}} \geq I_{\text{утж}};$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение аппарата, проводника (для неизолированных проводников $U_{\text{ном}}$ определяется уровнем опорной изоляции), кВ; $U_{\text{с.ном}}$ — номинальное напряжение сети, кВ; $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток аппарата, А (кА); $I_{\text{прод.расч}}$ — расчетный ток продолжительного режима, равный наибольшему из расчетных токов нормального, ремонтных и послеаварийных режимов, А (кА); $I_{\text{утж}}$ — утяжеленный наибольший рабочий ток цепи, равный расчетному току продолжительного режима, А (кА); s — сечение проводника, мм²; $s_{\text{расч}}$ — расчетное сечение проводника, мм²; $I_{\text{норм.расч}}$ — расчетный ток нормального режима, А (кА); J — нормируемая плотность тока, А/мм²; $I_{\text{дл.доп}}$ — длительно допустимый ток проводника; $I_{\text{п.доп}}$ — допустимый ток перегрузки аппарата или проводника с учетом условий его прокладки (среда — воздух, земля, вода; число совместно проложенных кабелей и т.д.).

Рассмотрим случаи определения расчетных токов.

Цель генератора. Наибольший ток нормального режима принимается при загрузке генератора до номинальной мощности $P_{\text{ном}}$ при номинальном напряжении и $\cos \varphi_{\text{ном}}$.

$$I_{\text{норм.расч}} = P_{\text{ном}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}). \quad (6.1)$$

Наибольший ток послеаварийного или ремонтного режима определяется при условии работы генератора при снижении напряжения на его зажимах на 5 %

$$I_{\text{утж}} = P_{\text{ном}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}} 0,95 \cos \varphi_{\text{ном}}). \quad (6.2)$$

В конкретных условиях $I_{\text{утж}}$ может быть определен при работе генератора с повышенной токовой нагрузкой за счет улучшения системы охлаждения (повышение давления водорода и др.).

Цель двухобмоточного трансформатора связи на ТЭЦ. Со стороны ВН и НН принимают

$$I_{\text{норм.расч}} = S_{\text{ном}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}}), \quad (6.3)$$

где $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность трансформатора.

Наибольший ток ремонтных или послеаварийных режима принимается при условии отключения параллельно работающего трансформатора, когда оставшийся в работе трансформатор может быть перегружен по правилам аварийных длительных или систематических перегрузок согласно ГОСТ 14209-97 (см. § 4.1)

$$I_{\text{утж}} = I_{\text{прод.доп}}. \quad (6.4)$$

Цель трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора на электростанции. Трехобмоточные трансформаторы широко применяются на ТЭЦ в качестве трансформаторов связи. В этом случае, они работают как повышающие передавая избыток мощности генераторов в сеть ВН и СрН. Загрузка цепей ВН, СрН и НН зависит от графика нагрузки на НН, СрН и схемы соединений электроустановки на НН. При блочном соединении генератора с трансформатором на стороне НН $I_{\text{норм.расч}}$, $I_{\text{утж}}$ определяются так же, как в цепи генератора.

При поперечных связях между генераторами расчетные условия на стороне НН и ВН определяются по мощности трансформатора с учетом его перегрузки, т.е.

$$I_{\text{норм.расч}} = I_{\text{ном}} \max; \quad I_{\text{утж}} = I_{\text{прод.доп}}.$$

На стороне СрН, если отсутствует связь с энергосистемой и установлено два трансформатора можно определить ток

$$I_{\text{норм.расч}} = S'_{\text{н.п}} / (2\sqrt{3} U_{\text{ном}}), \quad (6.5)$$

где $S'_{\text{н.п}}$ — наибольшая перспективная нагрузка на СрН;

$$I_{\text{утж}} = 2I_{\text{норм.расч}}. \quad (6.6)$$

Если к шинам СрН присоединена энергосистема и возможны перетоки мощности между ВН и СрН, то

$$I_{\text{норм.расч}} = I_{\text{ном}} \max; \quad I_{\text{утж}} = I_{\text{прод.доп}}. \quad (6.7)$$

Цель двухобмоточного трансформатора на подстанции. На стороне ВН и НН расчетные нагрузки определяют по (6.3) и (6.4).

Цель трехобмоточного трансформатора на подстанции. На стороне ВН расчетные токи определяют по (6.3) и (6.4).

На стороне СрН расчетные токи при двух установленных трансформаторах определяют по (6.5) и (6.6).

Цель автотрансформатора на подстанции. На стороне ВН и СрН расчетные токи определяют по (6.3) и (6.4), так как автотрансформатор может быть использован для связи двух систем и перетоков мощности как из ВН в СрН, так и в обратном направлении. На стороне НН расчетные токи определяют по перспективной нагрузке (6.5) и (6.6).

Цель линии. Если линия одиночная, радиальная, то $I_{\text{норм.расч}} = I_{\text{утж}}$ определяется по наибольшей нагрузке линии.

Для двух параллельно работающих линий

$$I_{\text{норм.расч}} = S_{\text{нг}} / (2 \sqrt{3} U_{\text{ном}}),$$

где $S_{\text{нг}}$ — наибольшая мощность потребителей, присоединенных к линиям.

Для n параллельных линий

$$I_{\text{норм.расч}} = S_{\text{нг}} / (n \sqrt{3} U_{\text{ном}}); \quad (6.8)$$

$$I_{\text{утж}} = I_{\text{норм.расч}} n / (n - 1). \quad (6.9)$$

Цели секционных, шиносоединительных выключателей, сборные шины. Ток нормального режима определяется с учетом токораспределения по шинам при наиболее неблагоприятном эксплуатационном режиме. Такими режимами являются: отключение части генераторов, перевод отходящих линий на одну систему шин, а источников питания — на другую. Обычно ток, проходящий по сборным шинам, секционному и шиносоединительному выключателям, не превышает $I_{\text{норм.расч}}$ самого мощного генератора или трансформатора, присоединенного к этим шинам.

Цель группового сдвоенного реактора. В нормальном режиме ветви реактора нагружены равномерно. Наибольший ток нормального режима определяется по нагрузке присоединенных к ветви потребителей:

$$I_{\text{норм.расч}} = S_{\text{нг}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}}). \quad (6.10)$$

В послеаварийном или ремонтном режиме при отключении одной из потребительских линий, присоединенных к ветви реактора, нагрузка другой ветви может соответственно возрасти, поэтому

$$I_{\text{утж}} = I_{\text{норм.расч}} n / (n - 1), \quad (6.11)$$

где n — число линий, присоединенных к одной ветви реактора.

При правильно выбранном реакторе $I_{\text{утж}}$ не превышает номинального тока его ветви.

Сечения шин, также как проводов и кабелей должны отвечать требованиям всех перечисленных режимов работы, одним из которых является минимум приведенных затрат, определяемых капиталовложениями и себестоимостью потерянной электроэнергии. При заданном рабочем токе сечение проводников надо выбрать таким, чтобы приведенные затраты были минимальны. Плотность тока в проводниках, соответствующая этому условию, приведена в Правилах устройства электроустановок (ПУЭ) [6.1].

При коротком замыкании сечение проводников должно отвечать требованиям термической и электродинамической стойкости.

Электрические аппараты выбирают по расчетным условиям нормального режима и проверяют возможность их работы в условиях аномальных режимов (допустимый нагрев в продолжительном режиме, термическая и электродинамическая стойкость при КЗ).

Номинальное напряжение проводников и аппаратов не должно быть ниже номинального напряжения установки

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном.уст.}} \quad (6.12)$$

Все аппараты и проводники должны длительно выдерживать напряжение на 15—20 % превышающее их номинальное значение.

Температура проводника ϑ в нормальном режиме не должна превышать продолжительно допустимую температуру $\vartheta_{\text{прод.доп}}$, т.е.

$$\vartheta \leq \vartheta_{\text{прод.доп}} \quad (6.13)$$

В ПУЭ установлены следующие продолжительные допустимые температуры некоторых проводников, шин и кабелей, °С:

Провода и шнуры с резиновой изоляцией.....	+65
Самонесущие изолированные провода напряжением до 1 кВ с изоляцией:	
из термопластического полиэтилена.....	+70
из сшитого полиэтилена.....	+90
Провода с защитной оболочкой напряжением 6—20 кВ	
и с изоляцией из сшитого полиэтилена.....	+90
Кабели с изоляцией:	
из поливинилхлоридного пластика или полиэтилена.....	+70
из сшитого полиэтилена.....	+90
Кабели на напряжение до 1 кВ.....	+80
Кабели с изоляцией, пропитанной вязкими составами, содержащими	
полиэтиленовый воск в качестве загустителя, на напряжение, кВ:	
6.....	+65
10.....	+60
35.....	+50
Кабели с изоляцией, пропитанной нестекающим составом или вязким	
масло-канифольным составом, содержащим не менее 25 % канифоли,	
на напряжение, кВ:	
6.....	+80
10.....	+70
35.....	+65

Расчетная нормированная температура окружающей среды для проводников и кабелей, проложенных в воздухе, принимается равной +25 °С, кабелей, проложенных в земле — (+15 °С).

В соответствии с ГОСТ 8024-90 продолжительно допустимая температура неизолированных проводников устанавливается равной 90—120 °С в зависимости от материала поверхности разъемных (в том числе болтовых) контактных соединений. Такую температуру принимают в качестве критерия работоспособности проводников комплектных токопроводов (заводского изготовления), а также ошиновки комплектных распределительных устройств, которые проходят типовые испытания на нагрузочную способность.

Продолжительно допустимой температуре проводника соответствует продолжительно допустимый ток $I_{\text{прод.доп}}$ (для комплектных токопроводов и электрических аппаратов называемый номинальным током $I_{\text{ном}}$), определяющий номинальный продолжительно допустимый ток аппарата и сечение проводника. Для шин, токопроводов и электрических аппаратов условие (6.13) выполняется, если соблюдается неравенство

$$I_{\text{прод.расч}} \leq K_{\text{в.п}} K_{\vartheta} I_{\text{прод.доп}} \quad (6.14)$$

где $K_{ав.п}$ — коэффициент аварийной перегрузки, принимаемый равным $K_{ав.п} = 1$ для токопроводов и электрических аппаратов; K_{θ} — поправочный коэффициент на температуру окружающей среды; $I_{прод.доп}$ — продолжительно допустимый ток при нормированном значении температуры окружающей среды.

Поправочный коэффициент на температуру окружающей среды может быть определен по выражению

$$K_{\theta} = \sqrt{(\theta_{прод.доп} - \theta_{окр}) / (\theta_{прод.доп} - \theta_{окр.ном})}, \quad (6.15)$$

где $\theta_{окр}$ и $\theta_{окр.ном}$ — фактическая и номинальная температуры окружающей среды.

Для кабелей должно выполняться условие

$$I_{утг} \leq K_{ав.п} K_{\theta} K_N K_U I_{прод.доп} \quad (6.16)$$

где $K_N \leq 1$ — поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, проложенных в земле, и расстояния между ними в свету (табл. 6.1); $K_{ав.п}$ — коэффициент аварийной перегрузки, принимаемый равным для кабелей с бумажной изоляцией по табл. 6.2; K_U — поправочный коэффициент для кабелей, работающих не при номинальном напряжении.

На период ликвидации послеаварийного режима для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена допускаются перегрузки до 17 % номинальной при их прокладке в земле и до 20 % при прокладке на воздухе, а для кабелей с изоляцией из поливинилхлоридного пластика и полиэтилена — до 10 % при их прокладке в земле и на воздухе на время максимумов нагрузки, если их продолжительность не превышает 8 ч в сутки, а нагрузка в остальные периоды времени этих суток не превышает номинальной. Общая продолжительность перегрузок кабелей в послеаварийных режимах не должна превышать 1000 ч за срок службы кабелей.

Таблица 6.1. Поправочные коэффициенты на количество работающих кабелей, лежащих а) в земле

Расстояние между осями кабелей, мм	Значение коэффициента снижения продолжительно допустимого тока при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,84	0,72	0,68	0,64	0,61
200	1,00	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68
300	1,00	0,90	0,82	0,77	0,74	0,72

б) в трубах в земле

Расстояние между осями труб, мм	Значение коэффициента снижения продолжительно допустимого тока при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
120	1,00	0,86	0,77	0,71	0,67	0,64
200	1,00	0,88	0,80	0,75	0,71	0,68
300	1,00	0,90	0,82	0,78	0,75	0,72
400	1,00	0,91	0,84	0,80	0,77	0,75

Таблица 6.2. Допустимые перегрузки на период ликвидации послеаварийного режима для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией

Коэффициент предварительной нагрузки	Вид прокладки	Допустимая перегрузка по отношению к номинальной нагрузке при продолжительности максимума, ч			
		0,5	1,0	3,0	6,0
до 0,6	В земле	1,50	1,50	1,40	1,35
	На воздухе	1,40	1,25	1,20	1,15
	В трубах (в земле)	1,30	1,30	1,20	1,20
свыше 0,6 до 0,8	В земле	1,40	1,35	1,30	1,30
	На воздухе	1,35	1,25	1,15	1,15
	В трубах (в земле)	1,25	1,25	1,20	1,15
свыше 0,8 до 1,0	В земле	1,30	1,25	1,20	1,20
	На воздухе	1,25	1,20	1,15	1,15
	В трубах (в земле)	1,20	1,20	1,20	1,15

Для кабельных линий, находящихся в эксплуатации более 15 лет, допустимые перегрузки должны быть понижены на 10 %.

Перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение 20 и 35 кВ не допускается.

Перегрузка кабельных линий на напряжение 110 кВ и выше должна регламентироваться нормативными документами.

Продолжительно допустимый (или номинальный) ток $I_{прод.доп}$ как правило, определяется в результате испытаний, а иногда аналитически на основе теплового расчета проводников в установившемся рабочем режиме. Значения $I_{прод.доп}$ кабелей и некоторых типов шин приводятся в ПУЭ, а номинальных токов комплектных токопроводов и электрических аппаратов — в каталогах и информационных материалах заводов-изготовителей, а также в справочнике [2.3].

Сечения всех проводников, за исключением сборных шин, выбирают по плотности тока J в нормальном режиме, которая установлена ПУЭ. В нормальном режиме сечение проводника выбирают в соответствии с выражением

$$s = I_{норм.расч} / J, \quad (6.17)$$

где $I_{норм.расч}$ — наибольший ток нагрузки в нормальном режиме, когда параллельные данному присоединения (линии, трансформаторы) находятся в работе; J — рекомендуемое значение плотности тока в нормальном режиме (табл. 6.3.), зависящее от материала проводника, изоляции кабеля, а также продолжительности использования максимальной нагрузки T_{max} , передаваемой по линии или токопроводу, и определяемое по графику нагрузки данного присоединения.

Таблица 6.3. Рекомендуемые значения плотности тока

Проводники		Плотность тока, А/мм ² , при числе часов использования максимума нагрузки, ч/год		
		более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины	медные	2,0	1,7	1,4
	алюминиевые	1,0	0,9	0,8
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами	медными	2,4	2,0	1,6
	алюминиевыми	1,3	1,1	1,0
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами	медными	2,8	2,5	2,2
	алюминиевыми	1,5	1,4	1,3

Сечение, определенное в результате расчета, округляется до ближайшего стандартного значения. Расчетный ток принимается для нормального режима работы, т.е. увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах не учитывается.

При выборе шин важным является также выбор формы сечения шин. В закрытых РУ до 20 кВ включительно шины выполняют из полос прямоугольного сечения. Проводники с прямоугольным сечением более экономичны, чем с круглым, так как при равной площади сечения имеют большую боковую поверхность охлаждения, меньший коэффициент поверхностного эффекта и больший момент сопротивления (по одной оси). Наибольшее сечение однополосных алюминиевых шин составляет $120 \times 10 \text{ мм}^2$ при $I_{\text{доп}} = 2070 \text{ А}$. Для больших токов применяют многополосные шины — пакеты из двух и трех полос на фазу. В многополосных шинах при переменном токе вследствие эффекта близости ток по сечению распределяется неравномерно. Так, в трехполосном пакете в крайних полосах протекает примерно по 40 %, а в средней — только 20 % полного тока фазы. Это приводит к худшему использованию материала в многополосных шинах, поэтому применять более трех полос не рекомендуется. При рабочих токах, превышающих допустимые для двухполосных шин, следует применять шины коробчатого профиля — пакет из двух швеллеров на фазу, а при больших токах — трубчатые шины квадратного и круглого сечений.

Продолительно допустимые токи шин, расположенных плашмя, в соответствии с рекомендациями ПУЭ можно принять равными 95 % токов шин, расположенных вертикально, если ширина полосы менее 60 мм, и 92 %, если ширина полосы 60 мм и более.

В связи с неопределенностью в распределении рабочего тока вдоль сборных шин, режима работы проводников сборных шин и ошиновки в пределах открытых и закрытых распределительных устройств всех напряжений по плотности тока в нормальном режиме не выбираются.

Все остальные условия выбора являются проверкой выбранного значения сечения.

Пример 6.1. Выбрать сечение алюминиевых шин открытого (неэкранированного) участка токопровода в цепи генератора типа ТВФ-110-2ЕУЗ (рис. 6.1). Номинальные данные генератора: $P_{\text{ном}} = 110 \text{ МВт}$; $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$; $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,8$. Число часов использования максимальной мощности 5100 ч. Принять температуру воздуха в ЗРУ равной нормированной, т.е. $25 \text{ }^\circ\text{С}$.

Расчетный ток генератора в нормальном режиме определяется

$$I_{\text{норм.расч}} = P_{\text{ном}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}) = 110 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8) = 7569 \text{ А.}$$

Для продолжительности максимальной нагрузки $t_{\text{макс}} = 5100 \text{ ч}$ плотность тока алюминиевых шин (см. табл. 6.3) составляет $J = 0,8 \text{ А/мм}^2$. Расчетное сечение шин

$$s_{\text{расч}} = 7569 / 0,8 = 9461,3 \text{ мм}^2.$$

При больших рабочих токах в сетях напряжением до 35 кВ чаще используют двойные коробчатые шины. Наиболее близки к расчетному следующие сечения (см. табл. 7.6 в [2.3]):

$$s = 2 \times 4880 = 9760 \text{ мм}^2; \quad \Delta s = s - s_{\text{расч}} = 299 \text{ мм}^2,$$

$$s = 2 \times 4040 = 8080 \text{ мм}^2; \quad \Delta s = -1381,3 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, ближайшим к расчетному является сечение первой шины $s = 2 \times 4880 \text{ мм}^2$, у которой высота $a = 225 \text{ мм}$, толщина стенки $e = 12,5 \text{ мм}$, допустимый продолжительный ток $I_{\text{пред.доп}} = 10300 \text{ А}$.

Наибольший рабочий ток генератора определяется (см. § 6.1) при номинальной мощности и снижении напряжения генератора на 5 %:

$$I_{\text{утж}} = 7569 \cdot 1,05 = 7947 \text{ А.}$$

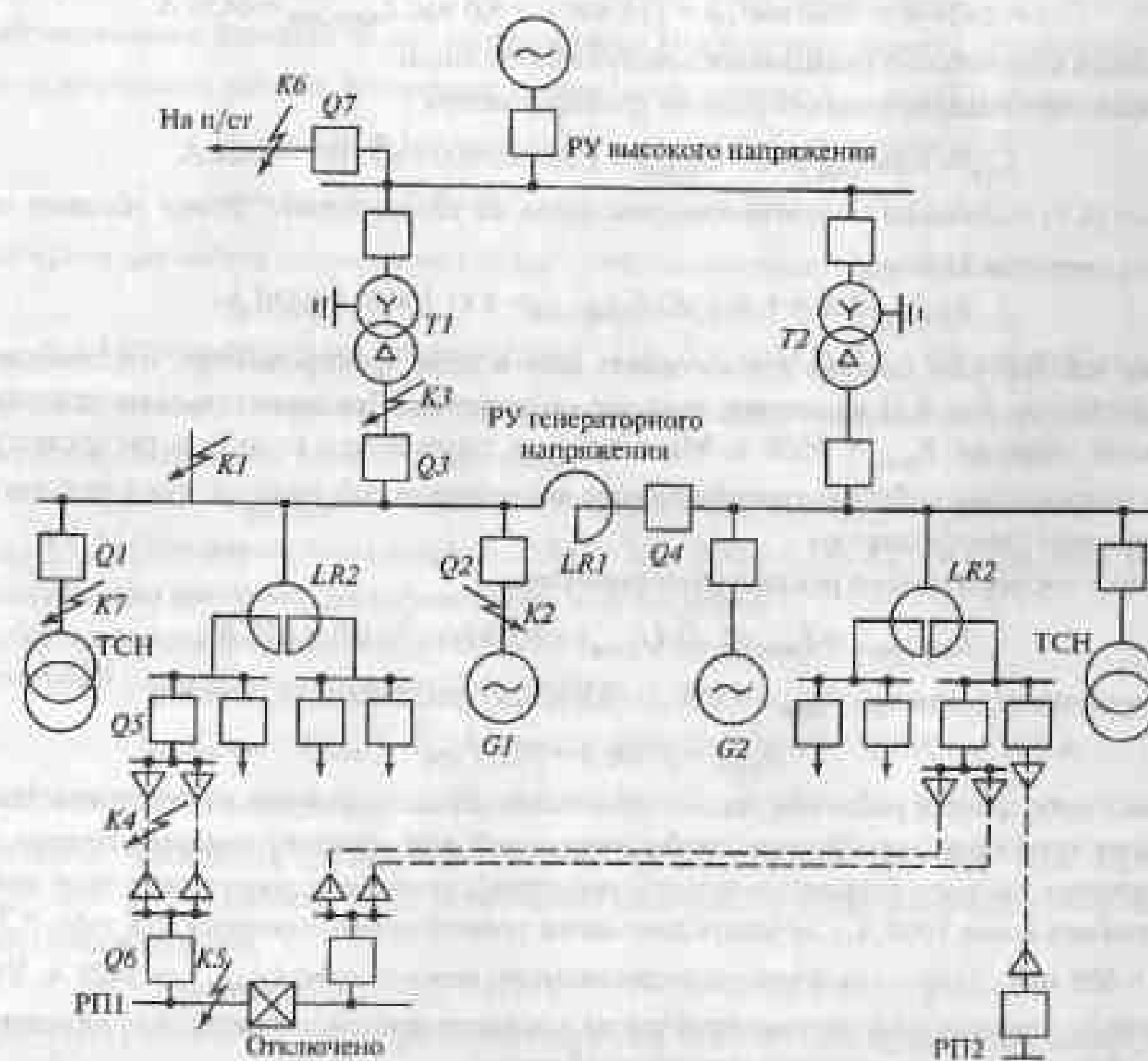


Рис. 6.1. Принципиальная схема ТЭЦ: ТСН — трансформатор собственных нужд

Коэффициент аварийной перегрузки шин равен 1 (см. табл. 1.3 в [2.3]), поправочный коэффициент на температуру окружающей среды при нормированной температуре воздуха также равен 1 (см. табл. 7.18 в [2.3]).

Таким образом, выбранная шина отвечает условию (6.4):

$$I_{утж} = 7947 \text{ А} < K_{ав.п} K_{\theta} I_{прод.доп} = 1 \cdot 1 \cdot 10300 = 10300 \text{ А}.$$

Пример 6.2. Выбрать сечение алюминиевых шин, соединяющих трансформатор ТДЦ-80000/220 со сборными шинами 10 кВ ТЭЦ (см. рис. 6.1). В нормальном режиме нагрузка каждого трансформатора составляет 63 % его номинальной мощности, а при отключении одного из них нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает его номинальную мощность на 26 %. Продолжительность использования максимальной нагрузки трансформатора $T_{max} = 6300$ ч. Температуру воздуха принять равной 25 °С.

Расчетный ток трансформатора мощностью $S_{норм}$ в нормальном режиме

$$I_{норм.расч} = 0,63 S_{норм.т} / (\sqrt{3} U_{ном}) = 0,63 \cdot 80\,000 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 2910 \text{ А}.$$

Для алюминиевых шин при $T_{max} = 6300$ ч плотность тока равна 0,8 А/мм² (см. табл. 6.3), поэтому

$$s_{расч} = 2910 / 0,8 = 3638 \text{ мм}^2.$$

Для составных шин коробчатого профиля (см. табл. 7.6 в [2.3]):

$$s = 2 \times 1370 = 2770 \text{ мм}^2; a = 125 \text{ мм}; c = 6,5 \text{ мм}; I_{прод.доп} = 4640 \text{ А};$$

$$s = 2 \times 1785 = 3570 \text{ мм}^2; a = 150 \text{ мм}; c = 7,0 \text{ мм}; I_{прод.доп} = 5650 \text{ А};$$

$$s = 2 \times 2440 = 4880 \text{ мм}^2; a = 175 \text{ мм}; c = 8,0 \text{ мм}; I_{прод.доп} = 6430 \text{ А}.$$

Ближайшим к расчетному оказывается сечение второй шины.

Расчетный ток продолжительного режима трансформатора

$$I_{утж} = 1,26 S_{норм.т} / (\sqrt{3} U_{ном}) = 1,26 \cdot 80\,000 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 5820 \text{ А}.$$

Условию (6.4) выбранная по плотности тока шина не удовлетворяет. Этому условию отвечает третья шина сечением 3570 мм²

$$I_{утж} = 5820 \text{ А} < K_{ав.п} K_{\theta} I_{прод.доп} = 1 \cdot 1 \cdot 6430 = 6430 \text{ А}.$$

Пример 6.3. Выбрать сечение алюминиевых шин в цепи трансформатора собственных нужд ТДС-10000/10 (см. рис. 6.1) на стороне высшего напряжения. Продолжительность использования максимальной нагрузки $T_{max} = 7500$ ч. Максимальная температура воздуха в распределительстве 35 °С. При повреждении рабочего трансформатора потребители собственных нужд получают питание от резервного трансформатора.

Расчетный ток нормального режима трансформатора

$$I_{норм.расч} = S_{норм.т} / (\sqrt{3} U_{ном}) = 10\,000 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 577 \text{ А}.$$

Для алюминиевых шин при $T_{max} = 7500$ ч $J = 0,8$ А/мм² (см. табл. 6.3), поэтому

$$s_{расч} = 578 / 0,8 = 722,5 \text{ мм}^2.$$

В цепях с небольшими рабочими токами применяют шины прямоугольного сечения. Использование других профилей (коробчатого, трубы квадратной или круглой) нецелесообразно, так как площадь сечения намного больше требуемого расчетного сечения, а допустимые токи продолжительного режима выше 2000 А. Следовательно шины прямоугольного сечения (см. табл. 7.3 в [2.3]) $s = 100 \times 6 = 600 \text{ мм}^2$. Допустимый ток продолжительного режима шин; $I_{прод.доп} = 1425 \text{ А}$. Учитывая разницу между температурой окружающей среды и нормированной, согласно (6.6) находим поправочный коэффициент на температуру окружающей среды

$$K_{\theta} = \sqrt{(70 - 35) / (70 - 25)} = 0,88.$$

При наличии явного резерва в системе собственных нужд проверку шин на нагрев проводят по току нормального режима. Поэтому

$$I_{утж} = 577 \text{ А} < K_{ав.п} K_{\theta} I_{прод.доп} = 1 \cdot 0,88 \cdot 1425 = 1254 \text{ А}.$$

Пример 6.4. Выбрать и проверить по условиям нагрева в рабочем режиме кабели с алюминиевыми жилами, связывающие распределительные пункты РП1 и РП2 (рис. 6.1) с шинами 10 кВ ТЭЦ. Максимальная нагрузка пункта РП1 составляет $P_{max} = 8$ МВт, пункта РП2 — $P_{max} = 3$ МВт; коэффициент мощности нагрузки $\cos \varphi = 0,9$. Кабели проложены в земле, температура почвы 15 °С. Продолжительность использования максимальной нагрузки $T_{max} = 5100$ ч.

Выбор и проверка кабелей, питающих РП1.

Для кабелей с алюминиевыми жилами при $T_{max} = 5100$ ч плотность тока $J = 1$ А/мм² (см. табл. 6.3). Расчетное сечение кабеля согласно (6.2) составляет $s_{расч} = 257 / 1 = 257 \text{ мм}^2$. Ближайшее к расчетному стандартное сечение токопроводящей жилы кабеля 240 мм² (см. табл. 7.10 в [2.3]). Продолжительно допустимый ток кабеля напряжением 10 кВ с алюминиевыми жилами $I_{прод.доп} = 314 \text{ А}$.

Наибольший рабочий ток имеет место при отключении одной из параллельных линий

$$I_{утж} = 2 I_{норм.расч} = 2 \cdot 257 = 514 \text{ А}.$$

Кабель не удовлетворяет условиям нагрева (6.5), так как

$$K_{ав.п} K_{\theta} K_{\gamma} K_{\delta} I_{прод.доп} = 1,25 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 314 = 376,8 \text{ А} < I_{утж} = 514 \text{ А},$$

где $K_{ав.п} = 1,25$ (см. табл. 6.2); предварительная нагрузка $257 / 314 = 0,82$, продолжительность максимума нагрузки 6 ч; $K_{\theta} = 1$; $K_{\gamma} = 1,0$ (см. табл. 6.1), $K_{\delta} = 1,0$ (см. табл. 6.2).

Кабели сечением больше 240 мм² на напряжение 10 кВ не выпускаются, поэтому принимаем прокладку линий из двух кабелей. Ближайшие к расчетному сечению $s_{расч} = 257 \text{ мм}^2$ оказываются кабели:

$$s = 2 \cdot 120 = 240 \text{ мм}^2, \Delta s = s - s_{расч} = 240 - 257 = -17 \text{ мм}^2;$$

$$s = 2 \cdot 150 = 300 \text{ мм}^2, \Delta s = s - s_{расч} = 300 - 257 = 43 \text{ мм}^2.$$

Выбираем два кабеля сечением по 120 мм² с продолжительно допустимым током

$$I_{прод.доп} = 2 \cdot 1,3 \cdot 1,0 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 218 = 510,1 \text{ А} < I_{утж} = 514 \text{ А},$$

где $K_{ав.п} = 1,3$ [предварительная нагрузка $257 / (2 \cdot 218 \cdot 0,9) = 0,65$]; $K_{\gamma} = 0,9$ (см. табл. 6.1).

Кабели сечением 120 мм² также не удовлетворяют условиям нагрева (6.5). В результате выбираем два кабеля сечением по 150 мм², у которых

$$I_{прод.доп} = 2 \cdot 1,35 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 246 = 598 \text{ А} > I_{утж} = 514 \text{ А},$$

где $K_{ав.п} = 1,35$ [предварительная нагрузка $257 / (2 \cdot 246 \cdot 0,9) = 0,58$]; $K_{\gamma} = 0,9$ (см. табл. 6.1).

Окончательно выбираем два кабеля марки АСБ-10-3×150.

Выбор и проверка кабелей, питающих РП2.

Расчетный ток нормального режима составляет

$$I_{норм.расч} = P_{max} / (\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cos \varphi) = 3 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9) = 193 \text{ А}.$$

Расчетное сечение кабеля $s_{расч} = 193 / 1,0 = 193 \text{ мм}^2$.

Выбираем ближайшее стандартное сечение кабеля $s = 185 \text{ мм}^2$ (см. табл. 7.10 в [2.3]) с $I_{прод.доп} = 275 \text{ А}$. Для данной линии наибольший рабочий ток равен расчетному току нормального режима. Исходя из этого,

$$K_{ав.п} K_{\theta} K_{\gamma} K_{\delta} I_{прод.доп} = 1,3 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 275 = 357,5 \text{ А} > I_{утж} = 193 \text{ А},$$

где $K_{ав.п} = 1,3$ (см. табл. 6.2, предварительная нагрузка $193 / 275 = 0,7$, продолжительность максимума нагрузки 6 ч); $K_{\theta} = 1$; $K_{\gamma} = 1$ (см. табл. 6.1), $K_{\delta} = 1,0$.

Для питания пункта РП2 выбираем кабель марки АСБ-10-3×150.

6.2. Расчет токов короткого замыкания

В расчетном задании, типовом расчете, курсовом и дипломном проектах расчет токов короткого замыкания проводят в объеме, необходимом для выбора аппаратов и проводников.

Для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников по условиям КЗ в рассматриваемом присоединении следует определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ $I_{п0}$ и значение этой составляющей в расчетный момент времени $I_{п\tau}$ (к моменту τ начала расхождения дутогасительных контактов выключателя и к моменту погасания дуги);
- начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ $I_{а0}$ и значение этой составляющей в расчетный момент времени $I_{ат}$;
- ударный ток КЗ $I_{уд}$.

Расчетные условия КЗ включают в себя расчетную схему электроустановки, расчетное место КЗ, расчетный вид КЗ, расчетную продолжительность КЗ [6.2].

Расчет токов КЗ начинают с составления расчетной схемы (см. п. 6.3.1), на которой показывают расчетные точки КЗ и параметры отдельных элементов (генераторов, трансформаторов и др.). Как правило, в качестве расчетной схемы принимается схема со всеми включенными в работу элементами электроустановки. В отдельных случаях в качестве расчетной может оказаться схема, в которой тот или иной элемент отключен.

Расчетное место КЗ находится в схеме непосредственно с той или другой стороны от выбираемого оборудования в зависимости от наибольшего возможного тока КЗ.

Расчетный вид КЗ принимается в зависимости от степени воздействия тока КЗ на электрооборудование. Согласно [5.1] расчетным видом КЗ при проверке проводников и электрических аппаратов на электродинамическую стойкость является трехфазное КЗ, а при проверке на термическую стойкость — трехфазное или двухфазное КЗ.

Расчетная продолжительность КЗ принимается в зависимости от назначения расчета.

При расчете токов КЗ для выбора аппаратов и проводников не требуется большой точности, поэтому при его выполнении обычно принимают ряд допущений и не учитывают:

- сдвиг по фазе ЭДС и изменение частоты вращения ротора синхронных генераторов и компенсаторов, если продолжительность КЗ не превышает 0,5 с;
- насыщение магнитных систем электрических машин, ток намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;
- поперечную емкость воздушных линий электропередачи напряжением 110—220 кВ, если их длина не превышает 200 км, и напряжением 330—500 кВ, если их длина не превышает 150 км.

6.2.1. Выбор расчетных точек короткого замыкания

Токи КЗ в схеме электростанции или подстанции определяют в нескольких узловых точках. Расчетные точки КЗ выбирают таким образом, чтобы расчетные токи КЗ в

рассматриваемом элементе схемы были наибольшими. Причем, расчетная точка КЗ в общем случае может располагаться с разных сторон от выбираемого электрооборудования, например выключателя. Так при определении тока КЗ в присоединениях генераторов необходимо сопоставить токи, проходящие через аппараты этих присоединений: при замыкании на сборных шинах (см. рис. 6.1, точка $K1$) и при замыкании у выводов генератора (см. рис. 6.1, точка $K2$). Из этих двух токов следует выбрать наибольший. При замыкании на сборных шинах (см. рис. 6.1, точка $K1$) полный ток КЗ равен сумме токов всех генераторов и энергосистемы.

Для определения расчетного тока КЗ в присоединениях низшего напряжения трансформатора связи ТЭЦ расчетной точкой является точка $K3$ (см. рис. 6.1), при этом выключатель высшего напряжения этого трансформатора следует считать отключенным. Для определения расчетного тока КЗ в присоединении секционного выключателя в схеме ТЭЦ при наличии двух трансформаторов связи следует считать, что один из трансформаторов отключен (например, $T1$) и точка замыкания находится на сборных шинах (см. рис. 6.1, точка $K1$). При определении расчетного тока КЗ в присоединении трансформатора собственных нужд в схеме ТЭЦ точка замыкания должна быть перенесена к выводам высшего напряжения трансформатора (см. рис. 6.1, точка $K7$). Расчетный ток КЗ линейных присоединений, защищенных токоограничивающими реакторами, следует определять при КЗ за реактором (см. рис. 6.1, точка $K4$).

В распределительных устройствах напряжением 35 кВ и выше для унификации аппаратов, главным образом выключателей, отказываются от раздельного определения токов КЗ в отдельных присоединениях и принимают в качестве расчетного тока КЗ для всех присоединений полный ток при замыкании на сборных шинах высокого напряжения (см. рис. 6.1, точка $K6$).

6.2.2. Эквивалентная схема замещения

Если расчетная схема и расчетные точки КЗ определены, приступают к составлению эквивалентной схемы замещения и рассчитывают сопротивления ее элементов.

В эквивалентную схему замещения входят:

- источники энергии (энергосистема, синхронные генераторы, компенсаторы, а также мощные синхронные и асинхронные двигатели и обобщенная нагрузка, когда они подключены непосредственно к точке КЗ);
- все элементы электрической цепи, связывающие источники энергии с местом повреждения (трансформаторы, автотрансформаторы, воздушные и кабельные линии, реакторы).

Источники представляют в схеме замещения ЭДС и соответствующими сопротивлениями (см. п. 6.3.3). Магнитная связь обмоток трансформаторов заменяется электрической; поскольку током намагничивания пренебрегают, то двухобмоточный трансформатор представляется одним сопротивлением, трехобмоточный трансформатор или автотрансформатор — тремя сопротивлениями, соединенными в звезду. Трансформаторы с расщеплением обмотки низшего напряжения, двои-

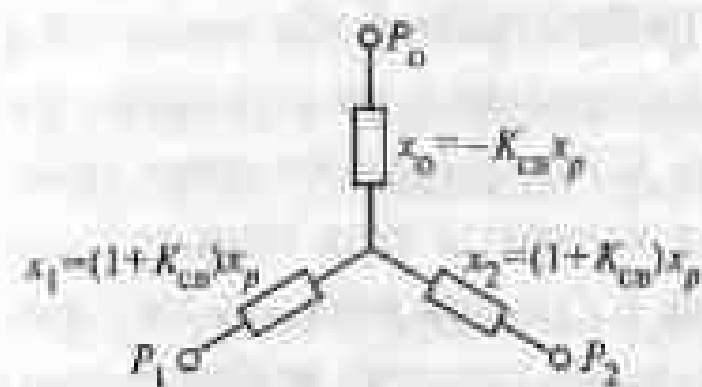


Рис. 6.2. Схема замещения одно-
фазного реактора:

P_0, P_1 и P_2 — выходы реактора;
 K_{cb} — коэффициент индуктивной
связи обмоток реактора

ные реакторы учитывают трехлучевыми схемами замещения (рис. 6.2).

При расчете периодической составляющей токов КЗ на шинах распределительных пунктов следует учитывать индуктивное и активное сопротивления кабелей.

Расчеты токов КЗ можно вести как в именованных, так и в относительных единицах. При определении токов КЗ, необходимых для выбора электрических аппаратов и проводников напряжением выше 1 кВ по условиям КЗ, очень часто применяют систему относительных единиц и упрощенный способ составления эквивалентных схем замещения.

Последний заключается в том, что коэффициенты трансформации трансформаторов принимают равными отношению средних номинальных напряжений, соответствующих принятой шкале: 3,15, 6,3, 10,5, 13,8, 15,75, 18, 20, 24, 37, 115, 154, 230, 340, 515, 770, 1175 кВ. Эти же напряжения принимают за базовые. Выбранное среднее номинальное напряжение любой ступени напряжения сети должно соответствовать номинальному напряжению генераторов, находящихся на этой ступени, а при их отсутствии не должно отличаться от номинальных напряжений электродвигателей, синхронных компенсаторов и обмоток трансформаторов этой ступени напряжения более чем на несколько процентов.

Для определения числовых значений параметров элементов эквивалентной схемы замещения в относительных единицах произвольно задаются базисной мощностью $S_б$ в мегавольт-амперах, одинаковой для всех ступеней напряжения, а базисные напряжения различных ступеней в киловольтах принимают равными средним номинальным напряжениям соответствующих ступеней, найденным указанным выше способом. При выбранных базисных условиях значения ЭДС и индуктивных сопротивлений в относительных единицах различных элементов вычисляют по формулам

$$E_{\#} = E/U_{\text{ср.ном}N} \quad (6.18)$$

$$E_{\#} = E_{(\text{ном})} \quad (6.19)$$

$$X_{\#} = XS_б/U_{\text{ср.ном}N}^2 \quad (6.20)$$

$$X_{\#} = X_{\text{ном}}S_б/S_{\text{ном}} \quad (6.21)$$

где $E = E_{\text{ном}}$ — ЭДС источника электроэнергии соответственно в именованных, кВ (6.18), и относительных единицах (6.19) при номинальных условиях; $X = X_{\text{ном}}$ — индуктивное сопротивление элемента исходной расчетной схемы, подлежащего приведению соответственно в именованных, Ом (6.20), и относительных единицах при номинальных условиях (6.21); $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность этого элемента, МВ · А;

$U_{\text{ср.ном}N}$ — среднее номинальное напряжение N -й ступени напряжения, на которой находится подлежащий приведению элемент исходной расчетной схемы, кВ.

Выражение (6.20) используют для приведения к базисным условиям сопротивлений реакторов, а также воздушных и кабельных линий. В последнем случае X определяют как произведение удельного сопротивления линии $X_{\text{уд}}$, Ом/км, на длину линии l км. При отсутствии данных о сечениях проводников линий приближенно можно принять следующие значения:

Линии напряжением, кВ	Тип линии	Удельное сопротивление $X_{\text{уд}}$, Ом/км
	Воздушные	
До 220		0,4
330		0,325
500		0,307
750		0,29
	Кабельные	
6—10		0,08

Выражение (6.21) применяют для приведения к базисным условиям сопротивлений системы, генераторов, синхронных компенсаторов, электродвигателей, трансформаторов. Для последних $X_{\text{ном}} = u_k/100$, где u_k — напряжение КЗ, %.

На схеме замещения сопротивления обозначают дробью, в числителе указывают порядковый номер, а в знаменателе — значение сопротивления.

Сопротивления элементов схемы замещения в относительных базовых единицах рассчитывают по формулам табл. 6.4, в которой $S_б$, $U_б$, $I_б$ — базовые мощность, напряжение и ток на ступени, где находится данный элемент.

Таблица 6.4. Формулы для расчета сопротивлений элементов электроустановки в относительных единицах при базовых условиях

Наименование цепи	Расчетная формула	Примечание
Энергосистема	а) $X_{\#} = X_{\text{с.ном}} S_б/S_{\text{с.ном}}$ или б) $X_{\#} = I_б/I_k = S_б/S_k$ или в) $X_{\#} = S_б(\sqrt{3} I_{\text{ном.откл}} U_{\text{ср}})$	$X_{\text{с.ном}}$ — сопротивление системы в относительных единицах, отнесенных к мощности системы $S_{\text{с.ном}}$; I_k и S_k — соответственно ток, кА, или мощность, мВ · А, короткого замыкания от системы в заданной точке; $I_{\text{ном.откл}}$ — номинальный ток отключения выключателя, кА; $U_{\text{ср}}$ — среднее номинальное напряжение энергосистемы

Наименование цепи	Расчетная формула	Примечание
Энергосистема	а) $X_{*с.б} = X_{*с.ном} S_{\sigma} / S_{с.ном}$ или б) $X_{*с.б} = I_{\sigma} / I_k = S_{\sigma} / S_k$ или в) $X_{*с.б} = S_{\sigma} / (\sqrt{3} I_{ном.откл} U_{ср})$	$X_{*с.ном}$ — сопротивление системы в относительных единицах, отнесенных к мощности системы $S_{с.ном}$; I_k и S_k — соответственно ток, кА, или мощность, мВ · А, короткого замыкания от системы в заданной точке; $I_{ном.откл}$ — номинальный ток отключения выключателя, кА; $U_{ср}$ — среднее номинальное напряжение энергосистемы
Синхронный генератор (компенсатор, двигатель)	$X_{*г.б} = X_{*д.ном} S_{\sigma} / S_{г.ном}$	
Трансформатор	$X_{*т.б} = u_k S_{\sigma} / (100 S_{т.ном})$	Для трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора u_k , % заменяется соответственно на $u_{тВ}$, %; $u_{кС}$, %; $u_{кН}$, %
Трехфазный двухобмоточный трансформатор с расщеплением обмотки низшего напряжения на две ($k_p = 3,5$)	$X_{*в.б} = 0,125 u_k S_{\sigma} / (100 S_{т.ном})$ $X_{*Н1б} = 1,75 u_k S_{\sigma} / (100 S_{т.ном})$ $X_{*Н2б} = 1,75 u_k S_{\sigma} / (100 S_{т.ном})$	См. табл. 3.3 в [2.3] См. приложение П-7 в [6.3]
То же, однофазный ($k_p = 4$)	$X_{*в.б} = 0$ $X_{*Н1б} = 2 u_k S_{\sigma} / (100 S_{т.ном})$ $X_{*Н2б} = 2 u_k S_{\sigma} / (100 S_{т.ном})$	См. приложение П-7 в [6.3]
Реактор	$X_{*} = X_p S_{\sigma} / U_{ср}^2$	X_p — сопротивление реактора, Ом
Воздушные и кабельные линии электропередачи	$X_{*} = X_{лп} I S_{\sigma} / U_{ср}^2$	

6.2.3. Расчет периодической составляющей тока короткого замыкания в начальный момент времени

В эквивалентную схему замещения для расчета периодической составляющей тока КЗ в начальный момент включают все источники энергии, связанные с местом повреждения.

Синхронные генераторы, компенсаторы, двигатели учитывают сверхпереходной ЭДС и сверхпереходным сопротивлением X''_d . Значение ЭДС рассчитывают из условия работы синхронной машины до КЗ с номинальной нагрузкой при номинальном

напряжении; этот режим является наиболее вероятным и сопровождается наибольшим значением тока. В относительных единицах, отнесенных к номинальным данным синхронной машины, ЭДС равна

$$E''_d = E''_{d,ном} = \sqrt{(U_{0,ном} \pm I_{0,ном} x''_{d,ном} \sin \varphi_0)^2 + (I_{0,ном} x''_{d,ном} \cos \varphi_0)^2}, \quad (6.22)$$

где $U_{0,ном}$ и $I_{0,ном} = S_{\sigma} / S_{ном}$ — напряжение на выводах машины и ток статора в момент, предшествующий КЗ, в относительных единицах при номинальных условиях (обычно $U_{0,ном} = 1$); φ_0 — угол сдвига фазы тока относительно фазы напряжения в момент, предшествующий КЗ.

Иногда используют более простое выражение

$$E''_d = E''_{d,ном} = U_{0,ном} \pm I_{0,ном} x''_{d,ном} \sin \varphi_0. \quad (6.23)$$

Сверхпереходная ЭДС синхронных компенсаторов равна

$$E''_d = E''_{d,ном} = U_{0,ном} \pm I_{0,ном} x''_{d,ном}. \quad (6.24)$$

В выражениях (6.22)—(6.24) знак «плюс» относится к синхронным машинам, которые к моменту возникновения КЗ работали с перевозбуждением, знак «минус» — к работавшим с недо возбуждением.

Для синхронного двигателя в качестве расчетного принимается режим работы до КЗ с перевозбуждением, при этом формула для расчета ЭДС будет иметь такой же вид, как и для генератора.

Синхронные и асинхронные двигатели и обобщенную нагрузку учитывают только в том случае, когда они связаны с местом КЗ непосредственно или линиями небольшой протяженности (токопроводами или кабельными линиями), — например, шины собственных нужд электростанций. Асинхронные двигатели или обобщенную нагрузку, находящуюся от точки КЗ за сопротивлением протяженных кабельных, линий, трансформаторов, реакторов и других элементов электрической системы, можно не учитывать вследствие малого влияния.

Сверхпереходную ЭДС асинхронных двигателей определяют из условия работы двигателя до КЗ в режиме номинальной нагрузки по формуле

$$E''_d = 1 - x''_d \sin \varphi_0. \quad (6.25)$$

Сверхпереходное сопротивление двигателя рассчитывают по заданной в каталоге кратности пускового тока:

$$x''_d = 1 / I_{пуск} / I_{ном} = 1 / I_p, \quad (6.26)$$

где $I_{пуск}$ и $I_{ном}$ — соответственно пусковой и номинальный токи двигателя в именованных единицах; I_p — пусковой ток двигателя в относительных единицах.

Самую удаленную от точки КЗ часть электроэнергетической системы на исходной расчетной схеме часто представляют в виде одного эквивалентного источника энергии (называют «системой») с неизменной по амплитуде ЭДС, равной среднему номинальному напряжению соответствующей сети, и имеющего эквивалентное индуктивное сопротивление ($X_{*с.ном}$). При $U_0 = U_{ср,ном}$ этот источник (систему) в схеме

замещения учитывают ЭДС $E_{\text{с.б}} = 1$ и индуктивным сопротивлением, определенным в соответствии с табл. 6.4.

После нахождения значений параметров всех элементов схемы замещения последнюю путем преобразований приводят к простейшему виду и вычисляют результирующую эквивалентную ЭДС $E_{\text{эк.б}}$ результирующее эквивалентное сопротивление $X_{\text{эк.б}}$ относительно точки КЗ. Искомое начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ

$$I_{\text{п0}} = E_{\text{эк.б}} I_{\text{б}} / X_{\text{эк.б}} \quad (6.27)$$

где $I_{\text{б}}$ — базисный ток той ступени напряжения сети, где находится точка КЗ.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ приближенно можно определить и по методу эквивалентного генератора, приняв ЭДС всех источников электроустановки равными нулю и используя выражение

$$I_{\text{п0}} = c I_{\text{б}} / X_{\text{эк.б}} \quad (6.28)$$

где c — коэффициент, значения которого рекомендуется принимать:

1,1 — при расчете максимального тока КЗ; 1 — при расчете минимального тока КЗ.

6.2.4. Расчет ударного тока короткого замыкания и аperiodической составляющей отключаемого тока

Как показано в курсе «Теоретические основы электротехники» значение полного тока КЗ складывается из двух составляющих:

- вынужденной, обусловленной действием напряжения источника;
- свободной, обусловленной изменением запаса энергии магнитного поля в индуктивности сети.

Вынужденная составляющая тока КЗ имеет периодический характер с частотой, равной частоте напряжения источника, и поэтому называется *периодической* составляющей тока КЗ

$$i_{\text{п}} = I_{\text{п max}} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_{\text{к}}), \quad (6.29)$$

где $I_{\text{п max}}$ — амплитудное значение периодической составляющей тока КЗ; α — фазовый угол напряжения источника в момент времени $t = 0$; $\varphi_{\text{к}}$ — угол сдвига по фазе между током и напряжением в цепи КЗ, определяемый соотношением активных и индуктивных сопротивлений цепи КЗ.

Для реальных цепей обычно $X_{\text{к}}$ значительно больше $R_{\text{к}}$ и поэтому $\varphi_{\text{к}} = \frac{\pi}{4} \div \frac{\pi}{2}$.

Свободная составляющая тока имеет аperiodический характер изменения, поэтому ее называют *аperiodической* составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{ап}} = i_{\text{ап0}} e^{-t/T_{\text{а}}} = \sqrt{2} I_{\text{ап0}} e^{-t/T_{\text{а}}}, \quad (6.30)$$

где $T_{\text{а}}$ — постоянная времени цепи КЗ. Начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ в каждой фазе для момента времени $t = 0$ определяется как разность полного тока КЗ $i_{\text{к0}}$ и периодической составляющей при $t = 0$.

$$i_{\text{ап0}} = i_{\text{к0}} - i_{\text{п0}}, \quad (6.31)$$

где $i_{\text{к0}}$ — начальное значение тока КЗ, которое с учетом невозможности изменения тока скачком в цепи с индуктивностью равно $i_{\text{б}}$ — току предшествующего режима в данной фазе к моменту времени $t = 0$. Значение периодической составляющей тока при $t = 0$ определяется по формуле

$$i_{\text{п0}} = I_{\text{п max}} \sin(\alpha - \varphi_{\text{к}}). \quad (6.32)$$

В цепи с индуктивностью полный ток КЗ при $t = 0$ скачком измениться не может и будет равен току предшествующего режима в этот момент времени.

При $\varphi_{\text{к}} \approx \frac{\pi}{2}$ получим, что максимальное значение тока $i_{\text{а0}}$ достигается в случае перехода напряжения в момент возникновения КЗ через нулевое значение ($\alpha = 0$) и отсутствия тока в цепи до КЗ (рис. 6.3), т.е.

$$i_{\text{а0}} = \sqrt{2} I_{\text{п0}}. \quad (6.33)$$

Максимальное мгновенное значение полного тока наступает обычно через 0,01 с после начала КЗ. Этот ток называется *ударным током* и обозначается $i_{\text{уд}}$. При его расчете допустимо считать:

- ударный ток наступает через 0,01 с после начала КЗ;
- амплитуда аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени $t = 0,01$ с равна амплитуде этой составляющей в начальный момент КЗ.

Для момента времени $t = 0,01$ с ударный ток равен

$$i_{\text{уд}} = I_{\text{п max}} + I_{\text{п max}} e^{-0,01/T_{\text{а}}} = I_{\text{п max}} (1 + e^{-0,01/T_{\text{а}}}) = \sqrt{2} I_{\text{п0}} (1 + e^{-0,01/T_{\text{а}}}), \quad (6.34)$$

или

$$i_{\text{уд}} = K_{\text{уд}} \sqrt{2} I_{\text{п0}}, \quad (6.35)$$

где $K_{\text{уд}}$ — ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени цепи КЗ:

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-0,01/T_{\text{а}}}. \quad (6.36)$$



Рис. 6.3. Изменение тока КЗ в цепи, питаемой от цепи неизменного напряжения при максимальном значении аperiodической составляющей

Рис. 6.4. Графики определения ударных коэффициентов

Выражение (6.34) в графическом виде представлено на рис. 6.4. По известному значению T_d можно определить соответствующее значение $K_{уд}$. Если КЗ произошло на выводах генератора, то для его ветви постоянная T_d может быть взята из [2.3], а также можно воспользоваться данными табл. 6.5. Если КЗ произошло на некотором удалении от генераторов, то для каждой ветви результирующей схемы замещения постоянная времени затухания аperiodического тока T_d может быть ориентировочно найдена по выражению

$$T_d = X_{эк} / \omega_c R_{эк} \quad (6.37)$$

где $X_{эк}$ и $R_{эк}$ — результирующие эквивалентные индуктивное и активное сопротивления цепи КЗ; ω_c — синхронная угловая частота изменения напряжения сети, рад/с.

Таблица 6.5. Значения ударного коэффициента $K_{уд}$ и постоянной времени T_d для генераторов и синхронных компенсаторов

Тип генератора или синхронного компенсатора	T_d	$K_{уд}$	Тип генератора или синхронного компенсатора	T_d	$K_{уд}$
T2-6-2	0,106	1,913	ТВВ-500-2	0,34	1,971
T2-12-2	0,106	1,913	ТГВ-500	0,468	1,98
TBC-32	0,249	1,961	ТВВ-800-2	0,33	1,97
ТВФ-60-2	0,245	1,96	ТВВ-1000-2	0,44	1,978
ТВФ-63-2	0,222	1,955	ТВВ-1200-2	0,38	1,973
ТВФ-100-2	0,417	1,976	КС-16-6	0,145	1,934
ТВФ-120-2	0,4	1,975	КС-16-11	0,16	1,939
ТВВ-160-2	0,267	1,963	КСВБ-50-11	0,23	1,957
ТВВ-165-2	0,41	1,976	КСВБ-100-11	0,25	1,961
ТВВ-200-2	0,31	1,969	КСВБ-160-15	0,257	1,962
ТВВ-220-2	0,326	1,97	Гидрогенераторы явнополюсные с демпферными обмотками	0,05—0,45	1,82—1,979
ТВВ-320-2	0,368	1,973	То же, но без демпферных обмоток	0,1—0,5	1,905—1,98
ТГВ-300	0,54	1,981	—	—	—
ТВМ-300	0,392	1,975	—	—	—

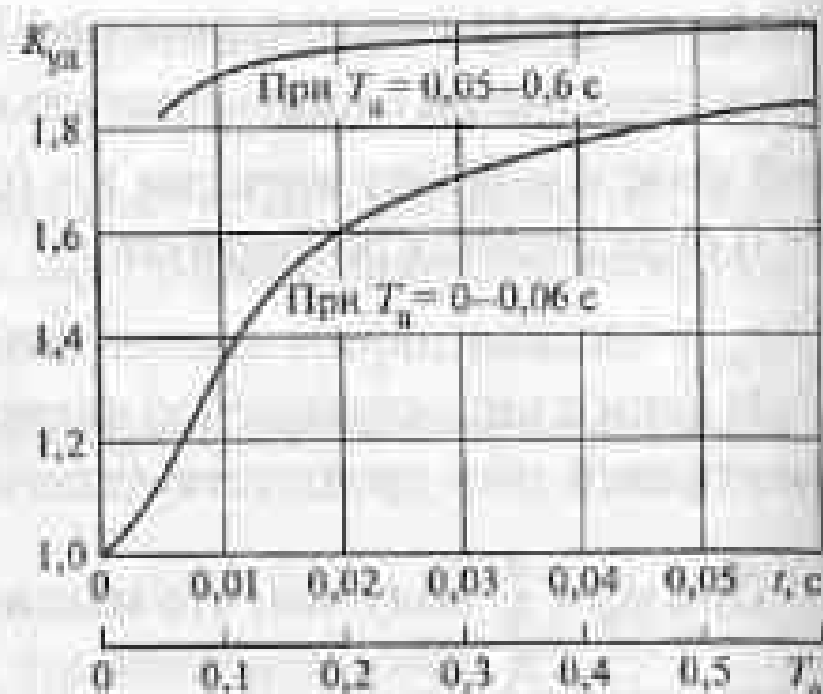
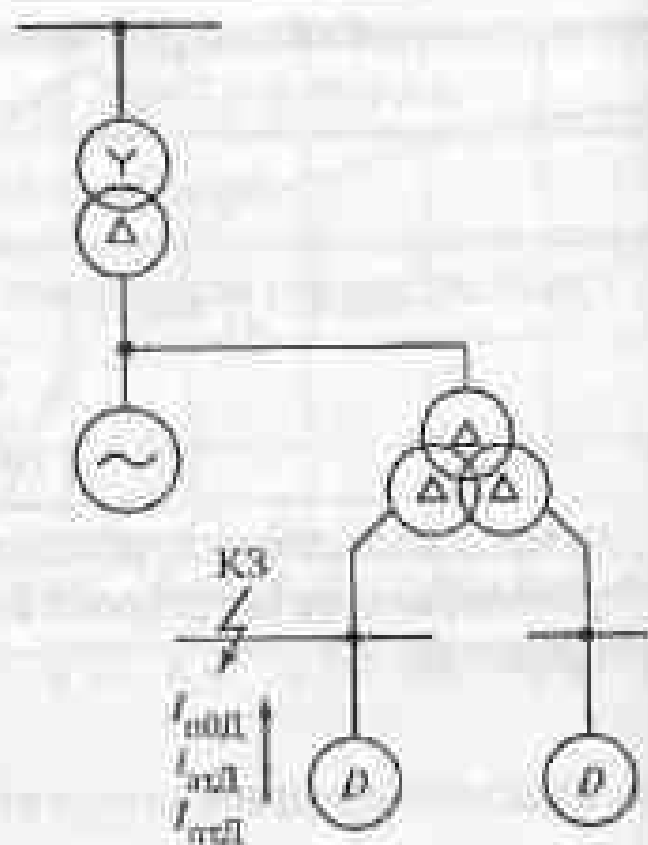


Таблица 6.6. Значения ударного коэффициента $K_{уд}$ и постоянной времени T_d для характерных ветвей схемы

Элементы или части энергосистемы	T_d , с	$K_{уд}$
Турбогенераторы мощностью, МВт:		
12—60	0,16—0,25	1,94—1,955
100—1000	0,4—0,54	1,975—1,98
Блоки, состоящие из турбогенератора мощностью 60 МВт и трансформатора (на стороне ВН), при номинальном напряжении генератора, кВ:		
6,3	0,2	1,95
10	0,15	1,935
Блоки, состоящие из турбогенератора и повышающего трансформатора, при мощности генераторов, МВт:		
100—200	0,26	1,965
300	0,32	1,97
500	0,35	1,973
800	0,3	1,967
Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением, кВ:		
35	0,02	1,608
110—150	0,02—0,03	1,608—1,717
220—330	0,03—0,04	1,717—1,78
500—750	0,06—0,08	1,85—1,895
Система, связанная со сборными шинами 6—10 кВ, где рассматривается КЗ, через трансформаторы мощностью, МВ·А в единице		
5,6—32	0,06—0,15	1,85—1,935
32—80	0,05—0,1	1,82—1,904
80 и выше	0,02—0,05	1,6—1,82
Ветви, защищенные реактором с номинальным током, А:		
1000 и выше	0,23	1,956
630 и ниже	0,1	1,904
Распределительная сеть 6—10 кВ (на шинах РП)	0,01	1,369
Система совместно с воздушными линиями электропередачи	0,05	1,8
Ветвь асинхронного двигателя мощностью до 1 МВт	0,05	1,8

Рис. 6.5. Расчетная схема для учета подпитки от двигателей



Для упрощения можно не рассчитывать $T_{\text{в}}$, а воспользоваться средними значениями $T_{\text{в}}$ и $K_{\text{уд}}$, приведенными в табл. 6.6 для характерных точек электрических схем.

При расчете ударного тока на шинах собственных нужд тепловых электростанций группу двигателей заменяют эквивалентным электродвигателем (рис. 6.5). При этом учитывают подпитку от двигателей собственных нужд одной полусекции (рис. 6.5), на которой рассчитывают ток КЗ. В табл. 6.7 даны характеристики группы двигателей собственных нужд тепловых электростанций на пылеугольном топливе.

Коэффициенты $\gamma_{\text{п}}$ и $\gamma_{\text{вт}}$ характеризуют соответственно затухание периодической и аperiodической составляющей тока от эквивалентного двигателя собственных нужд; $K_{\text{удлк}}$ — эквивалентный ударный коэффициент.

Переходный процесс при питании от шин неизменного напряжения завершается после затухания аperiodической составляющей тока, и далее полный ток КЗ равен его периодической составляющей, неизменной по амплитуде.

Действующее значение тока для произвольного момента времени КЗ t равно: периодической составляющей

$$I_{\text{п}} = I_{\text{п0}} = I_{\text{п max}} \sqrt{2} = \text{const}; \quad (6.38)$$

аperiodической составляющей

$$I_{\text{вт}} = i_{\text{вт}}; \quad (6.39)$$

полного тока КЗ

$$I_{\text{кз}} = \sqrt{2I_{\text{п}}^2 + i_{\text{вт}}^2}. \quad (6.40)$$

Если схему для расчета начального значения периодического тока можно представить в виде отдельных независимых ветвей, то к моменту размыкания контактов выключателя аperiodические и ударные токи для каждой ветви следует рассчитывать отдельно и затем суммировать.

Методика расчета периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени зависит от конфигурации исходной расчетной схемы и применяемого метода расчета этой составляющей тока от синхронных и асинхронных машин. Если исход-

Таблица 6.7. Параметры группы двигателей собственных нужд блока с турбоагрегатом

S блока, МВт	$I_{\text{п0}}$	$K_{\text{удлк}}$	$\gamma_{\text{п}}$	$\gamma_{\text{вт}}$
100	5,7	1,65	0,29	0,08
200	5,8	1,65	0,33	0,06
300	5,5	1,5	0,14	0,06

ная расчетная схема содержит несколько по-разному удаленных от точки КЗ генераторов или синхронных компенсаторов, а также энергосистему, но все источники связаны с точкой КЗ независимо один от другого, то при расчете периодической составляющей тока КЗ находят значения этой составляющей от отдельных источников и затем результаты суммируют.

Для определения периодической составляющей тока КЗ от синхронных машин обычно применяют метод типовых кривых. Он основан на использовании кривых изменения во времени отношения действующих значений периодической составляющей тока КЗ от генератора (синхронного компенсатора) в произвольный и начальный моменты времени (т.е. коэффициента затухания) при разных удаленностях точки КЗ. Удаленность находится как отношение периодической составляющей тока генератора (синхронного компенсатора) в начальный момент времени КЗ $I_{\text{п0}}$ к номинальному току машины $I_{\text{ном}}$ и может быть определена по формуле

$$I_{\text{п0}}/I_{\text{ном}} = I_{\text{п0ном}} = I_{\text{п0б}} S_{\text{б}}/S_{\text{ном}}, \quad (6.41)$$

где $S_{\text{ном}}$ — полная номинальная мощность синхронной машины (или сумма номинальных мощностей машин, подключенных к одним шинам); $I_{\text{п0б}}$ — начальное значение периодической составляющей тока машины при базисных условиях.

Типовые кривые для генераторов (синхронных компенсаторов) с тиристорной независимой системой возбуждения приведены на рис. 6.6, а. Дополнительные кривые, позволяющие учесть взаимное влияние генератора и системы на ток КЗ, даны на рис. 6.6, б.

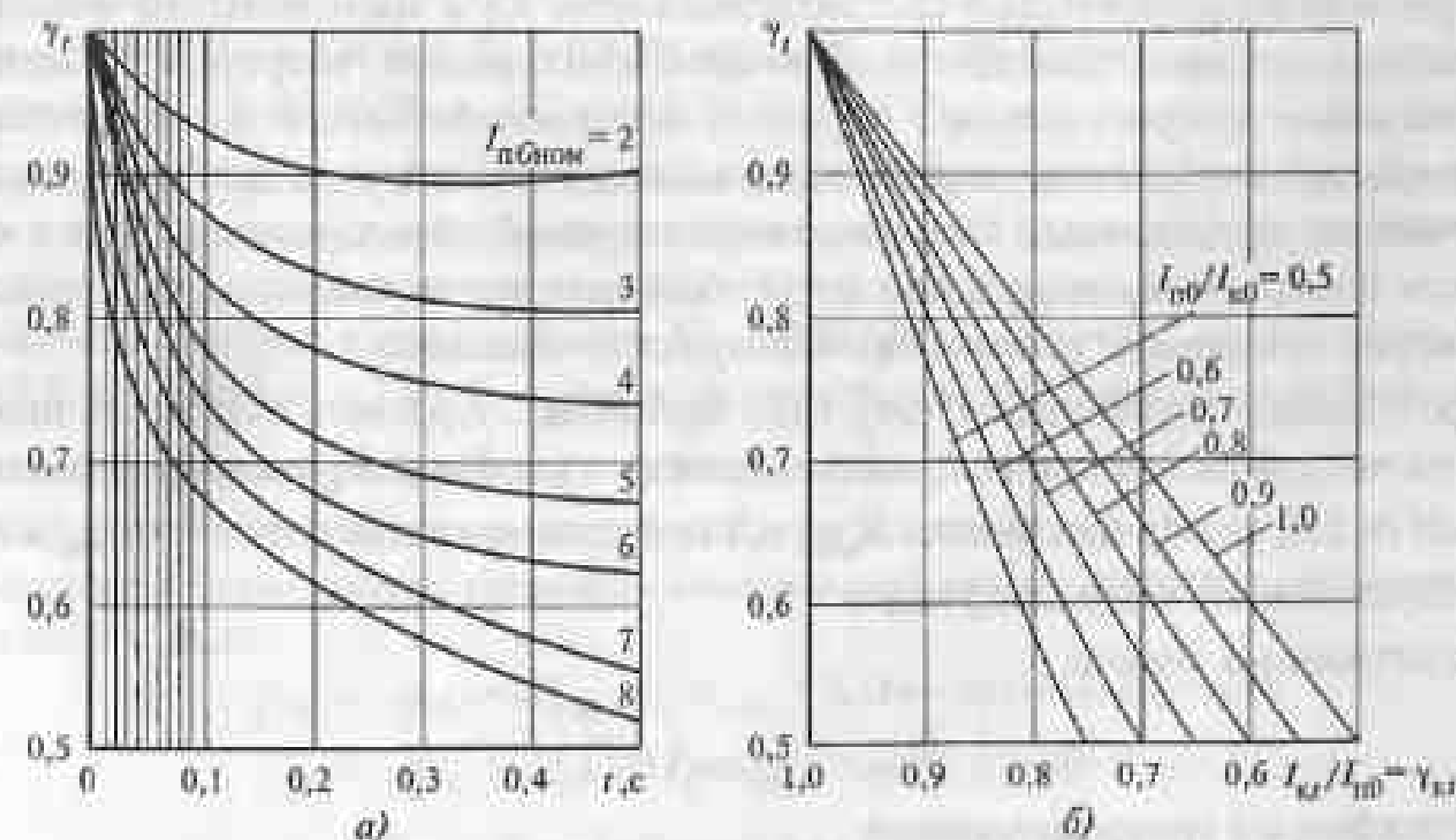


Рис. 6.6. Кривые изменения во времени действующего значения периодической составляющей тока КЗ от синхронного генератора с тиристорной независимой системой возбуждения (а) и зависимость между коэффициентами затухания токов в месте КЗ и в генераторе (б): $I_{\text{п0}}$ и $I_{\text{г}}$ — периодические составляющие тока в месте КЗ и в генераторе; $\gamma_{\text{кз}}$ — коэффициент затухания тока КЗ

Расчет периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени с использованием типовых кривых при радиальной схеме и одном генераторе (синхронном компенсаторе) проводят в следующем порядке.

1. По исходной схеме составляют эквивалентную схему замещения для расчета начального значения периодической составляющей тока КЗ (методика изложена выше), приводят ее к простейшему виду и определяют

$$I_{п0б} = E_{эк.б} / X_{эк.б} \quad (6.42)$$

2. По (6.27) находят ток $I_{п0ном}$, характеризующий удаленность точки КЗ от синхронной машины в нормальном режиме при $P_{ном}$. Если $I_{п0ном} > 2$, то на рис. 6.6, а подбирают кривую, соответствующую этому значению $I_{п0ном}$.

3. По выбранной кривой для расчетного момента времени находят коэффициент γ_f .

4. Определяют искомое значение периодической составляющей тока КЗ в расчетный момент времени

$$I_{п0} = \gamma_f I_{п0б} = \gamma_f I_{п0б} I_{б0} \quad (6.43)$$

где $I_{б0}$ — базисный ток той ступени напряжения сети, на которой находится точка КЗ.

В тех случаях, когда $I_{п0ном} < 2$, действующее значение периодической составляющей принимают неизменным во времени, т.е. считают, что $\gamma_f = 1$ и $I_{п0} = I_{п0б}$. Если расчетная схема содержит несколько однотипных и одинаково удаленных от точки КЗ генераторов (синхронных компенсаторов), то расчет периодической составляющей тока КЗ производится аналогично, только в (6.41) вместо номинальной мощности синхронной машины необходимо подставлять сумму номинальных мощностей всех машин.

Для расчета аperiodической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени составляют схему замещения, в которой синхронные генераторы и компенсаторы учитывают сопротивлением обратной последовательности и сопротивлением обмотки статора постоянному току. Все остальные элементы исходной расчетной схемы учитывают индуктивным сопротивлением прямой последовательности и сопротивлением постоянному току, а при отсутствии соответствующих данных последнее приближенно принимают равным активному сопротивлению.

Сопротивление постоянному току (или активное сопротивление) различных элементов расчетной схемы при выбранных базисных условиях $R_б$ можно определить по (6.20) или (6.21), если в них вместо $X_{ном}$ и X подставить соответственно $R_{ном}$ и R . При этом следует иметь в виду следующее:

для синхронных машин

$$R_{ном} = X_{2ном}^2 / (\omega T_d^2); \quad (6.44)$$

для трехфазных трансформаторов

$$R_{ном} = \Delta P_k \cdot 10^{-3} / S_{ном}^2; \quad (6.45)$$

для реакторов

$$R = \Delta P \cdot 10^3 / I_{ном}^2; \quad (6.46)$$

где $X_{2ном}$ — сопротивление обратной последовательности синхронной машины при номинальных условиях, отн. ед.; T_d^2 — постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока при трехфазном КЗ, с; ΔP_k — потери КЗ в трансформаторе, кВт; ΔP — потери мощности в одной фазе реактора при номинальном токе, кВт; $I_{ном}$ — номинальный ток реактора, А.

Для системы обычно принимают $X/R = 14—20$.

При расчетах аperiodической составляющей тока КЗ, необходимой для выбора или проверки электрооборудования по условиям КЗ, исходят из следующих допущений:

— начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ по абсолютному значению равно амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент КЗ, т.е. соответствует выражению (6.33);

— в схеме с любым числом связанных контуров аperiodическая составляющая затухает по экспоненциальному закону с эквивалентной постоянной времени.

Пример 6.5. Рассчитать токи КЗ для выбора проводников аппаратов в основных присоединениях ТЭЦ (см. рис. 6.1) РУ генераторного напряжения, РУ 220 кВ, за линейным реактором и на шинах РП. Исходные данные следующие:

генераторы $G1$ и $G2$: $P_{ном} = 110$ МВт; $\cos \varphi_{ном} = 0,8$; $U_{ном} = 10,5$ кВ; $X_{дном}^* = 0,189$; $T_d^2 = 0,41$ с; $X_{2ном} = 0,23$; $P_0/P_{ном} = 1$;

трансформаторы $T1$ и $T2$: $S_{ном} = 80$ МВ·А; $n = 230/10,5$ кВ; $u_k = 11,5\%$; $\Delta P_k = 315$ кВт;

трансформаторы собственных нужд ТСН1 и ТСН2: $S_{ном} = 10$ МВ·А; $n = 10,5/6,3$ кВ; $u_k = 8\%$; $\Delta P_k = 60$ кВт;

реактор $LR1$: $U_{ном} = 10$ кВ; $I_{ном} = 4000$ А; $X = 0,18$ Ом; $\Delta p = 27,7$ кВт;

реакторы $LR2$ и $LR3$: $U_{ном} = 10$ кВ; $I_{ном} = 1000$ А; $X = 0,35$ Ом; $\Delta p = 5,9$ кВт;

линии $W1$ и $W2$: $l = 150$ км; $X_{уд} = 0,429$ Ом/км; $R_{уд} = 0,098$ Ом/км;

система: $S_{с.ном} = 4000$ МВ·А; $X_{с.ном} = 1,1$; $X_C/R_C = 15$.

Пример 6.5.1. При трехфазном КЗ на шинах 220 кВ ТЭЦ (точка $K6$ на рис. 6.1) определить начальное значение периодической составляющей тока в месте КЗ $I_{п0}$, значение периодической и аperiodической составляющих в момент времени $t = 0,06$ с, а также ударный ток КЗ.

В качестве базисных единиц выбираем $S_б = 1000$ МВ·А; $U_б = U_{ср.ном}$, т.е. $U_{бI} = 230$ кВ и $U_{бII} = 10,5$ кВ, где цифрами I и II (в индексах) обозначены соответственно ступени высшего и генераторного напряжений; $I_{бI} = S_б / (\sqrt{3} \cdot U_{бI}) = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 230) = 2,51$ кА.

Эквивалентная схема замещения для расчета $I_{п0}$ представлена на рис. 6.7.

Индуктивные сопротивления различных элементов этой схемы определяем, используя формулы (6.20) и (6.21), в виде:

$$X_{*16} = X_{*26} = X_{дном}^* S_б / S_{ном} = 0,189 \cdot 1000 / 110 \cdot 0,8 = 1,37;$$

$$X_{*36} = X_{*46} = u_k / 100 \cdot S_б / S_{ном} = 11 \cdot 1000 / 100 \cdot 80 = 1,38;$$

$$X_{*56} = X_{с.ном} S_б / S_{с.ном} = 1,1 \cdot 1000 / 4000 = 0,28;$$

$$X_{*66} = X_{уд} S_б / U_{бII}^2 = 0,429 \cdot 1000 / 10,5^2 = 1,6;$$

$$X_{*76} = X_{*86} = X_{уд} l S_б / U_{бI}^2 = 0,429 \cdot 150 \cdot 1000 / 230^2 = 1,22.$$

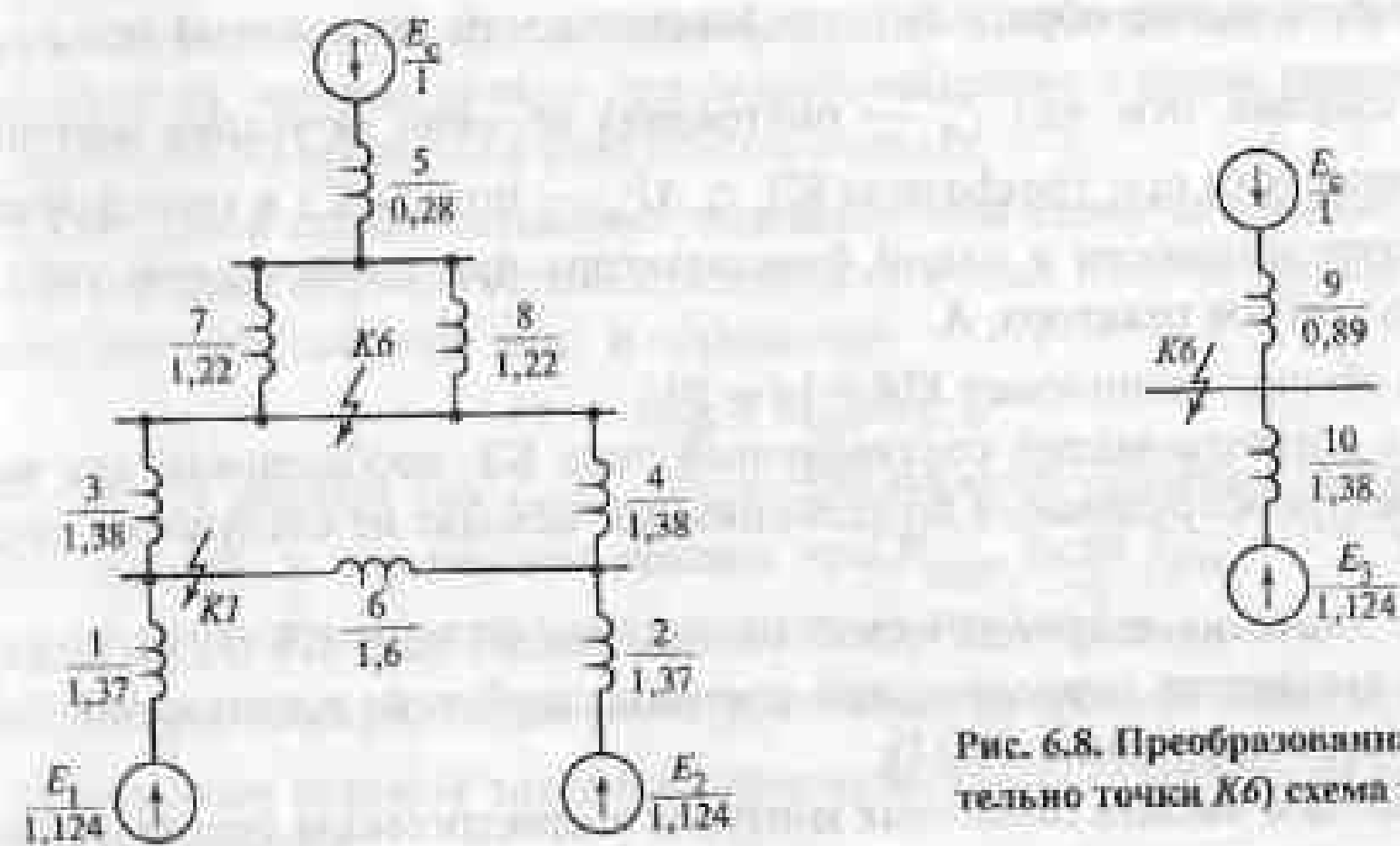
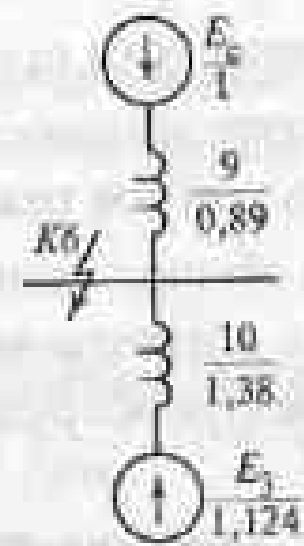


Рис. 6.7. Эквивалентная схема замещения

Рис. 6.8. Преобразованная (относительно точки K6) схема замещения



Сверхпереходные ЭДС генераторов находим по (6.22), имея в виду, что до КЗ машины работали в нормальном режиме, т.е. с перевозбуждением и $I_{0ном} = P_0/P_{ном} = 1$

$$E_{16}'' = E_{16}'' = \sqrt{(1 + 1 \cdot 0,89 \cdot 0,6)^2 + (1 \cdot 0,89 \cdot 0,8)^2} = 1,124.$$

ЭДС системы $E_{с.б} = 1$.

Преобразованная схема замещения представлена на рис. 6.8. На ней указаны значения эквивалентных сопротивлений двух независимых (относительно точки КЗ) частей схемы —

$$X_{96}^* = X_{56}^* + X_{76}^* X_{86}^* / (X_{76}^* + X_{86}^*) = 0,28 + 1,22 \cdot 1,22 / (1,22 + 1,22) = 0,89;$$

$$X_{106}^* = (X_{36}^* + X_{16}^*) / 2 = (1,38 + 1,37) / 2 = 1,38.$$

Начальные значения периодической составляющей тока КЗ составляют:
от системы

$$I_c = E_{с.б} I_{с1} / X_{96}^* = 1 \cdot 2,51 / 0,89 = 2,8 \text{ кА};$$

от генераторов

$$I_{г0} = E_{36} I_{г1} / X_{106}^* = 1,124 \cdot 2,51 / 1,38 = 2,0 \text{ кА};$$

в месте КЗ

$$I_{к0} = 2,8 + 2,0 = 4,8 \text{ кА}.$$

Найдем значение периодической составляющей тока КЗ от генераторов через 0,06 с от начала КЗ. В соответствии с (6.41)

$$I_{г0ном} = I_{г06} S_6 / \sum S_{ном} = 1,124 \cdot 1000 / (1,37 \cdot 2 \cdot 110 / 0,8) = 3,0.$$

По кривым, представленным на рис. 6.6, а, находим $\gamma_r = 0,91$. По формуле (6.43)

$$I_{г0} = \gamma_r I_{г0ном} = 0,91 \cdot 3,0 = 2,73 \text{ кА}.$$

Суммарный ток в месте КЗ в момент времени $t = 0,06$ с составляет

$$I_{к0} = I_c + I_{г0} = 2,8 + 2,73 = 5,53 \text{ кА}.$$

Точка КЗ K6 делит схему на две независимые части. Поэтому для определения аperiodической составляющей тока КЗ и ударного тока необходимо вычислить две эквивалентные постоянные времени затухания аperiodических составляющих тока КЗ — со стороны системы и со стороны генераторов. Для этого целесообразно использовать схему замещения обратной последовательности (рис. 6.9), на которой все элементы расчетной схемы представлены как соответствующими индук-

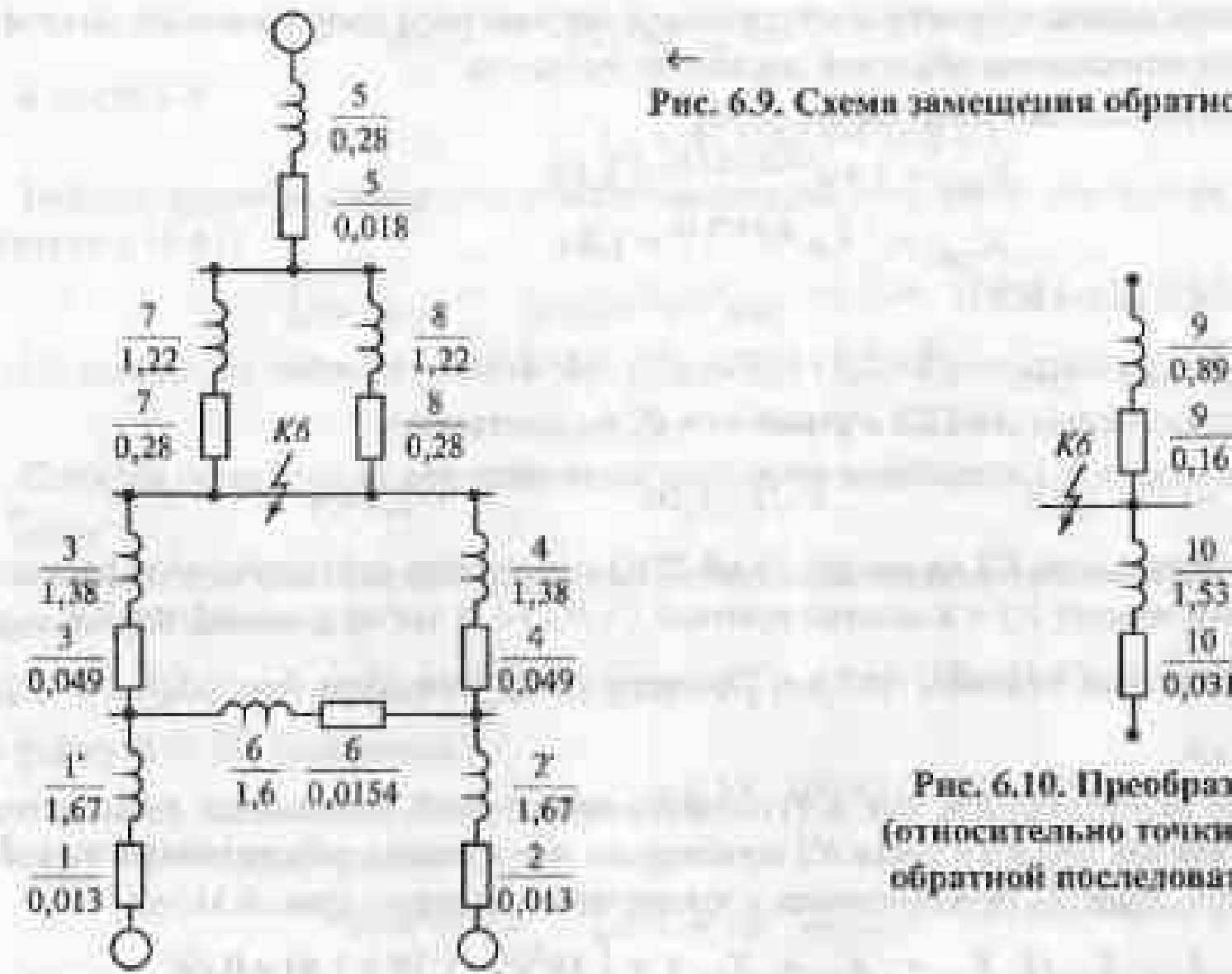


Рис. 6.9. Схема замещения обратной последовательности

Рис. 6.10. Преобразованная (относительно точки K6) схема обратной последовательности

тивными сопротивлениями, так и сопротивлениями постоянному току. Генераторы вводим в схему замещения сопротивлением обратной последовательности

$$X_{16}^* = X_{26}^* = X_{2ном} S_6 / S_{ном} = 0,23 \cdot 1000 / 110 / 0,8 = 1,67$$

и сопротивлением постоянному току

$$R_{16}^* = R_{26}^* = X_{16}^* / (\omega T_d^2) = 1,67 / (314 \cdot 0,41) = 0,013.$$

остальные элементы — индуктивными сопротивлениями прямой последовательности и активными сопротивлениями:

$$R_{36}^* = R_{46}^* = (\Delta P_x 10^{-3} / S_{ном}) (S_6 / S_{ном}) = (0,315 / 80) (1000 / 80) = 0,049;$$

$$R_{56}^* = X_{56}^* / 15 = 0,275 / 15 = 0,018;$$

$$R_{66}^* = (\Delta P 10^3 / I_{ном}^2) (S_6 / S_{ном}) = (27,7 \cdot 10^3 / 4000^2) (1000 / 10,5^2) = 0,015;$$

$$R_{76}^* = R_{86}^* = R_{уд} I S_6 / U_{61}^2 = 0,098 \cdot 150 \cdot 1000 / 230^2 = 0,28.$$

В результате преобразований получилась схема, представленная на рис. 6.10 (при преобразованиях из схемы на рис. 6.9 целесообразно исключить X_6 и R_6 , так как схема симметрична относительно точки K6):

$$R_{96}^* = R_{56}^* + R_{76}^* R_{86}^* / (R_{76}^* + R_{86}^*) = 0,018 + 0,28 / 2 = 0,16;$$

$$R_{106}^* = (R_{36}^* + R_{16}^*) / 2 = (0,049 + 0,013) / 2 = 0,031.$$

Постоянные времена $T_{в}$:

от системы

$$T_{в.с} = X_{96}^* / \omega R_{96}^* = 0,89 / 314 \cdot 0,16 = 0,018 \text{ с};$$

от генераторов

$$T_{в.г} = X_{106}^* / \omega R_{106}^* = 1,53 / (314 \cdot 0,031) = 0,16 \text{ с},$$

$$X_{106}^* = (X_{16}^* + X_{36}^*) / 2 = (1,67 + 1,38) / 2 = 1,53.$$

Здесь и далее «штрих» означает, что соответствующее индуктивное сопротивление подсчитано при учете генератора сопротивлением обратной последовательности.

Ударные коэффициенты находим по формуле (6.36):

$$K_{y_{д.с}} = 1 + e^{-0,01/0,018} = 1,57;$$

$$K_{y_{д.Г}} = 1 + e^{-0,01/0,16} = 1,94.$$

При этом ударный ток в месте КЗ:

$$I_{yд} = I_{yд.с} + I_{yд.Г} = \sqrt{2} \cdot 2,8 \cdot 1,57 + \sqrt{2} \cdot 2,0 \cdot 1,94 = 11,7 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент $t = 0,06$ с составляет

$$I_{а} = \sqrt{2} \cdot 2,8 e^{-0,06/0,018} + \sqrt{2} \cdot 2,0 e^{-0,06/0,16} = 2,1 \text{ кА.}$$

Пример 6.5.2. При трехфазном КЗ на шинах 10 кВ ТЭЦ определить периодическую составляющую тока КЗ в начальный момент КЗ и в момент времени $t = 0,15$ с, а также ударный ток КЗ.

Принимаем те же базисные условия, что и в Примере 6.5.1. При этом $I_{бш} = S_G / (\sqrt{3} \cdot U_{бш}) = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 55 \text{ кА.}$

Эквивалентная схема замещения (см. рис. 6.7) остается неизменной. Изменяется лишь методика преобразования схемы, так как при КЗ в точке К2 необходимо треугольник, образованный индуктивными сопротивлениями X_3, X_4 и X_6 , преобразовать в эквивалентную звезду (рис. 6.11, а):

$$X_{116}^* = X_{36}^* X_{46}^* / (X_{36}^* + X_{46}^* + X_{66}^*) = 1,38^2 / (2 \cdot 1,38 + 1,6) = 0,44;$$

$$X_{126}^* = X_{136}^* = X_{36}^* X_{66}^* / (X_{36}^* + X_{46}^* + X_{66}^*) = 1,38 \cdot 1,6 / (2 \cdot 1,38 + 1,6) = 0,51.$$

Результаты дальнейших преобразований схемы представлены на рис. 6.11, б и в, где

$$X_{146}^* = X_{56}^* + X_{86}^* / 2 + X_{116}^* = 0,28 + 1,22 / 2 + 0,44 = 1,33;$$

$$X_{156}^* = X_{26}^* + X_{136}^* = 1,37 + 0,51 = 1,88;$$

$$X_{166}^* = X_{126}^* + X_{146}^* X_{156}^* / (X_{146}^* + X_{156}^*) = 0,51 + 1,33 \cdot 1,88 / (1,33 + 1,88) = 1,3;$$

$$E_{36}^* = (E_{26}^* X_{146}^* + E_{с.б}^* X_{156}^*) / (X_{146}^* + X_{156}^*) = (1,124 \cdot 1,33 + 1 \cdot 1,88) / (1,33 + 1,88) = 1,051.$$

Начальные значения периодической составляющей тока КЗ:

от генератора G1

$$I_{п0G1} = E_{16}^* I_{бш} / X_{16}^* = 1,124 \cdot 55 / 1,37 = 45 \text{ кА;}$$

от генератора G2 и системы



Рис. 6.11. Преобразование схемы замещения относительно точки К1

$$I_{п0G2c} = E_{36}^* I_{бш} / X_{166}^* = 1,051 \cdot 55 / 1,3 = 44,5 \text{ кА;}$$

в месте КЗ

$$I_{кз} = 45 + 44,5 = 89,5 \text{ кА.}$$

Найдем значение периодической составляющей тока КЗ от генератора G1 через 0,15 с. В соответствии с (6.41)

$$I_{п0G1ном} = I_{п0G1c} S_G / S_{ном} = 1,124 \cdot 1000 / (1,37 \cdot 110 / 0,8) = 6.$$

По кривым, представленным на рис. 6.11, а при $t = 0,16$ с находим $\gamma_t = 0,71$, поэтому согласно (6.43)

$$I_{п0G1} = \gamma_t I_{п0G1ном} / X_{166}^* = 0,71 \cdot 55 \cdot 1,124 / 1,37 = 32 \text{ кА.}$$

Порядок определения периодической составляющей тока КЗ от генератора G2 и системы, т.е. тока $I_{п0G2c}$:

из схемы (см. рис. 6.6, б) определяем значение периодической составляющей тока генератора G2 в начальный момент КЗ

$$I_{п0G26} = (E_{26}^* - I_{п0G2c} X_{126}^*) / X_{156}^* = (1,124 - (1,051 / 1,3) \cdot 0,51) / 1,88 = 0,37;$$

по формуле (6.41) определим

$$I_{п0G2ном} = 0,37 \cdot 1000 / 110 / 0,8 = 2,72;$$

затем находим $I_{п0G2} / I_{п0G2c}$

$$I_{п0G2} / I_{п0G2c} = I_{п0G26} I_{бш} / I_{п0G2c} = 0,37 \cdot 55 / 44,5 = 0,46.$$

Хотя $I_{п0G2ном} > 2$, но $I_{п0G2} / I_{п0G2c} < 0,5$, поэтому изменением амплитуды периодической составляющей тока от генератора G2 и системы можно пренебречь и считать $I_{п0G2c} = I_{п0G2} = 44,5 \text{ кА.}$ Таким образом, суммарный ток в месте КЗ в момент времени $t = 0,15$ с

$$I_{кз} = I_{п0G1} + I_{п0G2c} = 32 + 44,5 = 76,5 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ от генератора G1

$$I_{yдG1} = \sqrt{2} I_{п0G1} (1 + e^{-0,01/T_d}) = \sqrt{2} \cdot 45 (1 + e^{-0,01/0,41}) = 125,7 \text{ кА.}$$

Чтобы вычислить ударный ток КЗ от генератора G2 и системы, необходимо предварительно определить соответствующую эквивалентную постоянную времени затухания апериодической составляющей тока КЗ $T_{аG2c}$. С этой целью из рис. 6.11 находим

$$X_{156}^* = X_{26}^* + X_{136}^* = 1,67 + 0,51 = 2,18;$$

$$X_{166}^* = X_{156}^* X_{146}^* / (X_{156}^* + X_{146}^*) + X_{126}^* = 2,18 \cdot 1,33 / (2,18 + 1,33) + 0,51 = 1,34,$$

а из схемы (рис. 6.9) при не учете индуктивных сопротивлений определяем

$$R_{116}^* = R_{36}^* R_{46}^* / (R_{36}^* + R_{46}^* + R_{66}^*) = 0,049 \cdot 0,049 / (2 \cdot 0,049 + 0,0154) = 0,0212;$$

$$R_{126}^* = R_{136}^* = 0,049 \cdot 0,0154 / (2 \cdot 0,049 + 0,0154) = 0,00665.$$

Дальнейшее преобразование схемы, составленной только из сопротивлений постоянному току и показанной на рис. 6.12, а, дает

$$R_{146}^* = R_{96}^* + R_{116}^* = 0,1571 + 0,0212 = 0,1783;$$

$$R_{156}^* = R_{26}^* + R_{136}^* = 0,013 + 0,00665 = 0,01965;$$

$$R_{166}^* = R_{146}^* R_{156}^* / (R_{146}^* + R_{156}^*) + R_{126}^* = 0,1783 \cdot 0,01965 / (0,1783 + 0,01965) + 0,00665 = 0,02435.$$

Преобразованная схема представлена на рис. 6.12, б. Таким образом

$$T_{аG2} = X_{166}^* / (\omega R_{166}^*) = 1,34 / (314 \cdot 0,02435) = 0,175 \text{ с}$$

и ударный ток генератора G2 и системы

$$I_{yдG2c} = \sqrt{2} I_{п0G2c} (1 + e^{-0,01/T_{аG2c}}) = \sqrt{2} \cdot 44,5 (1 + e^{-0,01/0,175}) = 122 \text{ кА.}$$

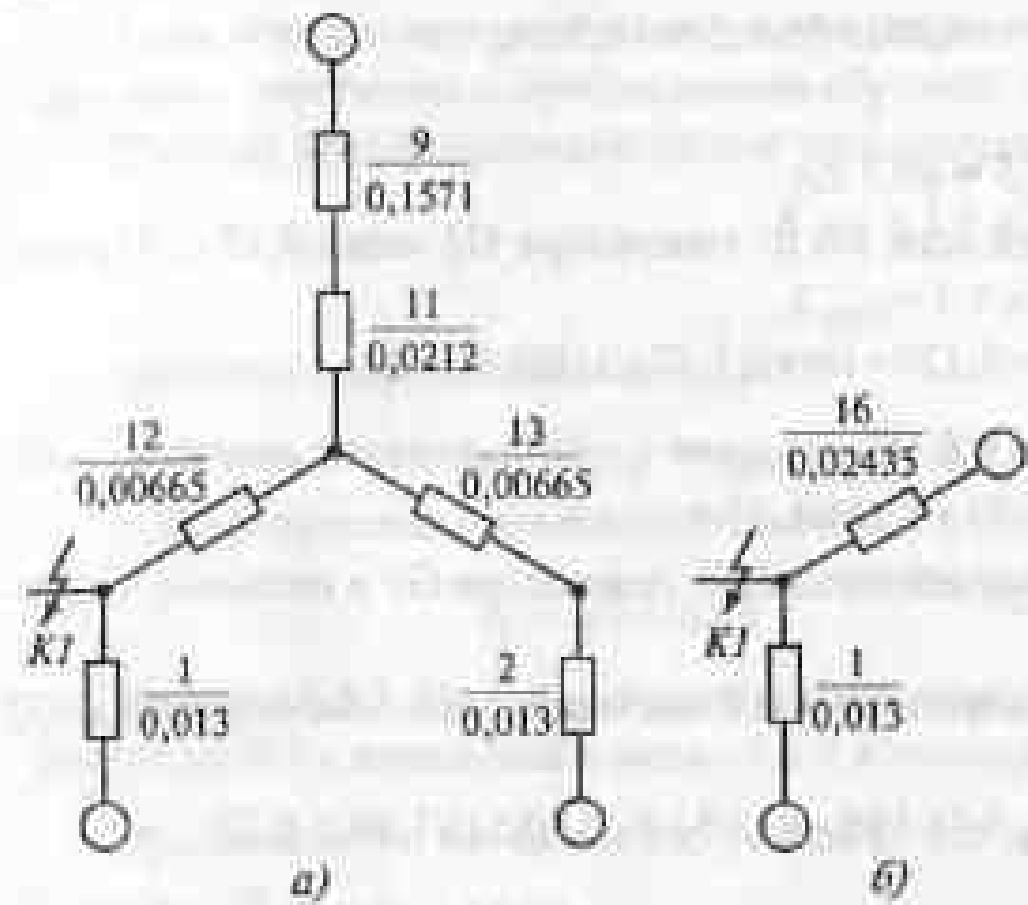


Рис. 6.12. Преобразование схемы замещения, составленной из сопротивлений постоянному току, относительно точки K1

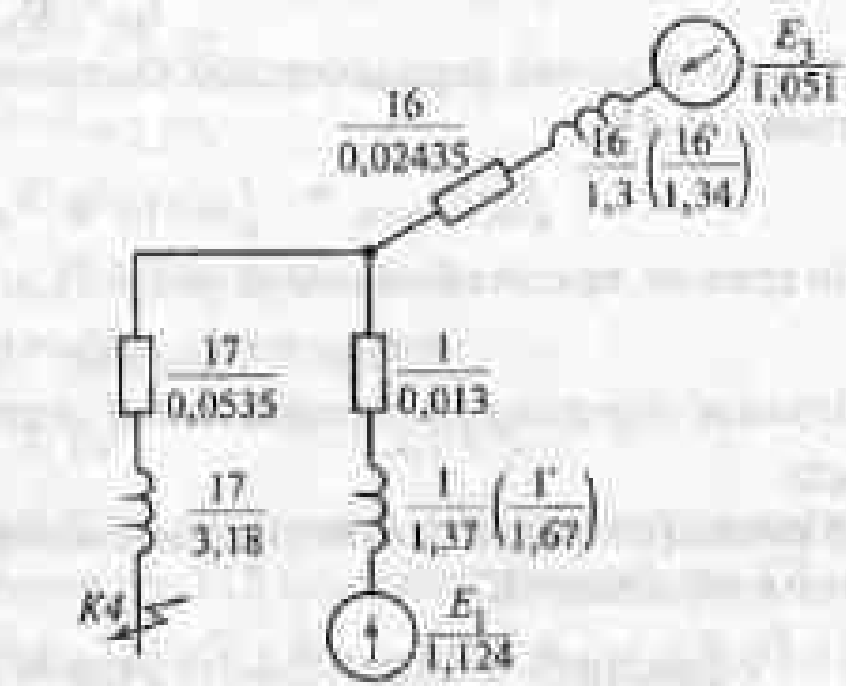


Рис. 6.13. Схема замещения для расчета тока при КЗ за линейным реактором

Суммарный ударный ток в месте КЗ

$$I_{\Sigma} = I_{\Sigma G1} + I_{\Sigma G2} = 125,7 + 122 = 247,7 \text{ кА.}$$

Пример 6.5.3. При трехфазном КЗ за ЛР ТЭЦ (точка K4 на рис. 6.1) определить начальное значение периодической составляющей тока КЗ и ударный ток КЗ. Показать, что при КЗ за линейным реактором амплитуда периодической составляющей тока КЗ остается практически неизменной.

Частично преобразованная расчетная схема замещения, содержащая как индуктивные сопротивления, так и сопротивления постоянному току, представлена на рис. 6.13. Индуктивное и активное сопротивления реактора находим с использованием (6.20) и (6.46):

$$X_{176} = 0,35 \cdot 1000/10,5^2 = 3,18;$$

$$R_{176} = 5,9 \cdot 10^{-3} \cdot 1000/1000^2 \cdot 10,5^2 = 0,0535.$$

Результирующая эквивалентная ЭДС и результирующие эквивалентные сопротивления составляют

$$E_{\text{рез.б}} = (E_{36} X_{16} + E_{16} X_{166}) / (X_{16} + X_{166}) = (1,051 \cdot 1,37 + 1,124 \cdot 1,3) / (1,3 + 1,37) = 1,086;$$

$$X_{\text{рез.б}} = X_{166} X_{16} / (X_{166} + X_{16}) + X_{176} = 1,3 \cdot 1,37 / (1,3 + 1,37) + 3,1746 = 3,85;$$

$$R_{\text{рез.б}} = R_{16} R_{166} / (R_{16} + R_{166}) + R_{176} = 0,013 \cdot 0,02435 / (0,013 + 0,02435) + 0,0535 = 0,062.$$

При этом

$$I_{\text{п0}} = E_{\text{рез.б}} / X_{\text{рез.б}} = 1,086 \cdot 55 / 3,85 = 15,5 \text{ кА;}$$

$$T_{\text{аэп}} = X_{\text{рез.б}} / (\omega R_{\text{рез.б}}) = 3,85 / (314 \cdot 0,062) = 0,20 \text{ с;}$$

$$I_{\Sigma} = \sqrt{2} I_{\text{п0}} (1 + e^{-0,01/T_{\text{аэп}}}) = \sqrt{2} \cdot 15,5 (1 + e^{-0,01/0,20}) = 42,8 \text{ кА.}$$

Периодическая составляющая тока генератора G1 в начальный момент КЗ соответственно при базисных и номинальных условиях:

$$I_{\text{п0}G1\text{б}} = (E_{G1\text{б}} - I_{\text{п0б}} X_{176}) / X_{16} = (1,124 - 1,086/3,85 \cdot 3,18) / 1,37 = 0,17;$$

$$I_{\text{п0}G1\text{ном}} = 0,17 \cdot 1000 / (110/0,8) = 1,2 \ll 2.$$

Таким образом, при КЗ за линейным реактором изменением амплитуды периодической составляющей тока КЗ можно пренебречь. Результаты расчетов токов КЗ, выполненных в Примерах 6.5.1—6.5.3, приведены в табл. 6.8.

Таблица 6.8. Расчетные значения токов и постоянной времени T_a при коротких замыканиях в различных точках схемы ТЭЦ, представленной на рис. 6.1

Точка КЗ	Источник энергии	Значение тока КЗ, кА					$T_a, \text{с}$
		$I_{\text{п0}}$	$I_{\text{пт}} = 0,06$	$I_{\text{пт}} = 0,06$	$\frac{I_{\text{пт}} = 0,15}{I_{\text{пт}} = 0,15}$	I_{Σ}	
K1	Система	2,8	2,8	0,1400	—	6,2	0,018
	G1 и G2	2,0	1,9	1,960	—	5,5	0,160
	G1, G2 и система	4,8	4,7	2,1	—	11,7	—
K2	G1	45	—	—	$\frac{32}{33,3}$	125,7	0,41
	G2 и система	44,5	—	—	$\frac{44,5}{44,8}$	122	0,175
	G1, G2 и система	89,5	—	—	$\frac{76,5}{78,1}$	247,7	—
K3	G1, G2 и система	15,6	15,6	—	15,5	42,8	0,20

Пример 6.6. Выбрать кабели, питающие РП9 (Пример 6.6.1), рассчитать токи КЗ для выбора проводников аппаратов в основных присоединениях подстанции (рис. 6.14) РУ 220 кВ, РУ 110 кВ, за линейным реактором и на шинах РП (Пример 6.6.2). Исходные данные:

1. Подстанция 220/110/10.
2. Параметры воздушной сети высшего напряжения.

$U_{\text{ном}}$ кВ	Параметры системы						Длина воздушных линий, км					
	C1			C2			1	2	3	4	5	6
	$S_{\text{ном}}$ МВ·А	$X_{\text{с}}$ отп.ед.	$P_{\text{ак.р}}$ МВт	$S_{\text{ном}}$ МВ·А	$X_{\text{с}}$ отп.ед.	$P_{\text{ак.р}}$ МВт						
220	6000	1	—	4000	1,1	—	80	80	80	80	15	15

3. Параметры воздушной сети среднего напряжения:

$U_{\text{ном}}$ кВ	$P_{\text{от. макс}}$ МВт	$\cos \phi_{\text{ном}}$	Потребители категорий, %			Длина воздушных линий, км			
			1	2	3	1	2	3	4
110	100	0,8	40	50	10	40	40	50	50

4. Параметры кабельной сети низшего напряжения.

$U_{ном}$, кВ	$P_{ис, макс}$, МВт	$\cos\phi_{ном}$	Потребители категорий, %			Параметры распределительных пунктов			Продолжительность использования максимальной нагрузки кабельной сети, ч
			1	2	3	Тип РП	МВт	Количество, шт.	
10	80	0,8	70	30	—	A	6,5	12	7320

Наименьшая длина кабеля, отходящего от шп. РУ НН до РП, l км	Время действия релейной защиты на линиях, $t_{защ}$, с		Минимальное сечение кабеля, отходящего от РП, $S_{мин}$, мм ²	Тип выключателя, установленного на РП
	ПС	РП		
2	0,84	0,24	70 (A1)	ВВ/TEL

С учетом возможных систематических и аварийных перегрузок на подстанции установлены два автотрансформатора АДЦПН-200/000/220/110 имеющих номинальные данные: $S_{ном.л} = 200 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{ном.ВН} = 230 \text{ кВ}$; $U_{ном.СрН} = 121 \text{ кВ}$; $U_{ном.НН} = 10,5 \text{ кВ}$; $\Delta P_{к} = 430 \text{ кВт}$; $\Delta P_{л} = 105 \text{ кВт}$; пределы регулирования $\pm 8 \cdot 1,5 \%$; $u_{кВ} = 11,50 \%$; $u_{кСр} = 0 \%$; $u_{кН} = 20,50 \%$.

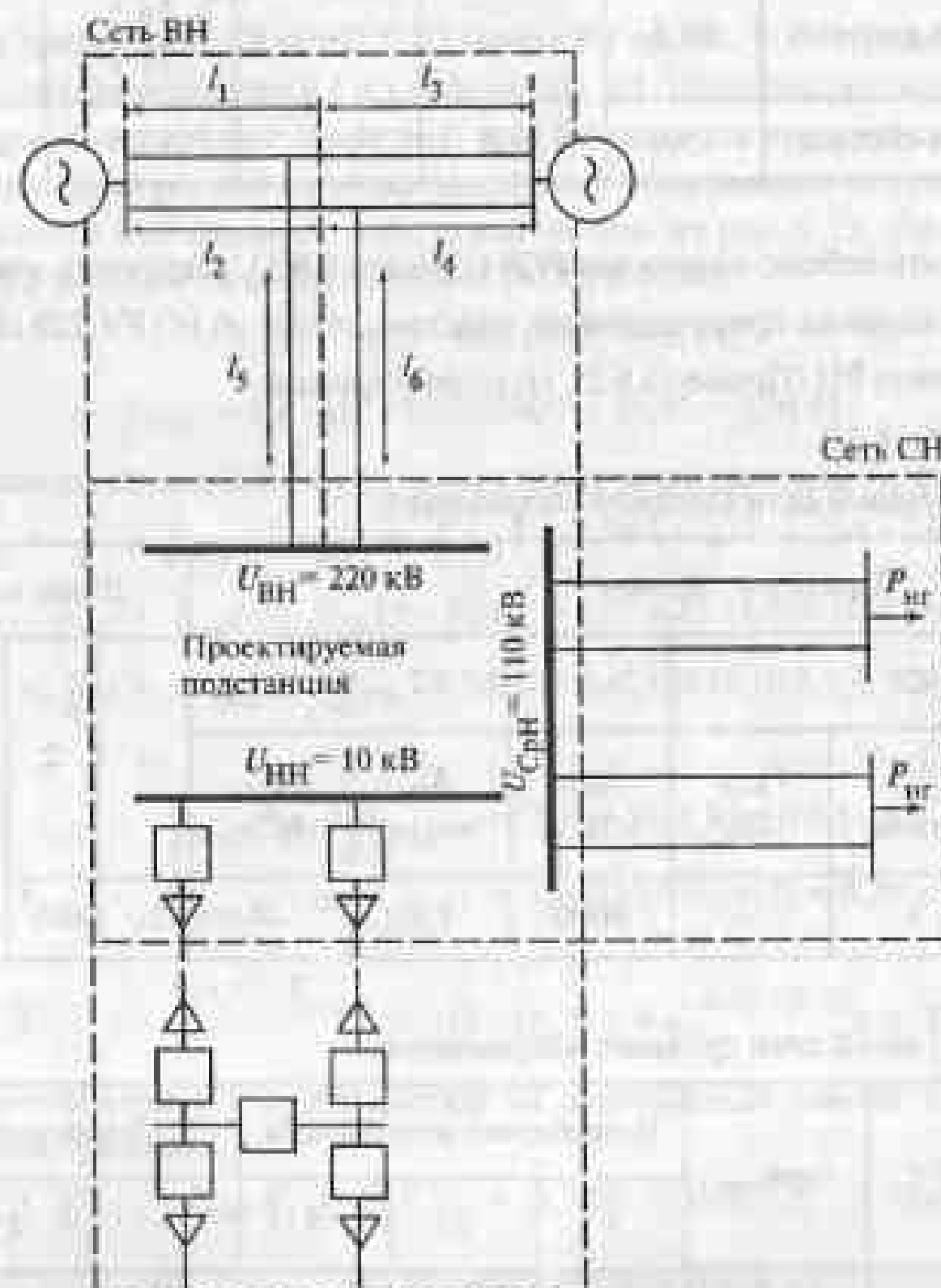


Рис. 6.14. Расчетная схема подстанции 220/110/10 кВ

Пример 6.6.1. Расчетный ток нормального режима кабелей питающих РП

$$I_{\text{раб. норм}} = \frac{P_{\text{ис РП}}}{2\sqrt{3}U_{\text{номНН}}\cos\phi_{\text{ном}}} = \frac{7 \cdot 10^6}{2\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 0,8} = 252,6 \text{ А.}$$

Для кабелей с алюминиевыми жилами при $T_{\text{max}} = 7320 \text{ ч}$ расчетная плотность тока $J = 1,0 \text{ А/мм}^2$ (см. табл. 6.3). Расчетное сечение кабеля составляет

$$S_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{раб. норм}}}{J} = \frac{252,6}{1,0} = 252,6 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее к расчетному стандартное сечение токоведущей жилы кабеля $s = 240 \text{ мм}^2$.

По табл. 1.3.22 в [6.1] продолжительно допустимый ток такого кабеля напряжением 10 кВ с алюминиевыми жилами равен 314 А.

Расчетный продолжительно допустимый ток, А, кабеля в этом режиме

$$I_{\text{прод. доп}} = k_{ав.л} k_{д} k_{л} k_{л} I_{\text{прод. доп. норм}} = 1,20 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 314 = 376,8 \text{ А,}$$

где $k_{ав.л} = 1,20$ по табл. 6.2 (предварительная нагрузка $252,6/314 = 0,804$, продолжительность максимума нагрузки 6 ч);

$$k_{д} = 1,0 \text{ по табл. 7.18 в [2.3];}$$

$$k_{л} = 1,0 \text{ по табл. 6.1;}$$

$$k_{л} = 1,0.$$

Кабель не удовлетворяет условиям нагрева, так как $I_{\text{прод. расч}} = 376,8 \text{ А} < I_{\text{утк}} = 2I_{\text{раб. норм}} = 505,2 \text{ А}$.

Поэтому выбираем два кабеля сечением по 120 мм^2 с $I_{\text{прод. доп}} = 2 \cdot 218 = 436 \text{ А}$. Расчетный допустимый ток таких кабелей в этом режиме

$$I_{\text{прод. доп}} = k_{ав.л} k_{д} k_{л} k_{л} I_{\text{прод. доп. норм}} = 1,3 \cdot 1,0 \cdot 0,90 \cdot 1,0 \cdot 436 = 510 \text{ А,}$$

где $k_{ав.л} = 1,3$ по табл. 6.2 (предварительная нагрузка $252,6/436 \cdot 0,9 = 0,64$; продолжительность максимума нагрузки 6 ч);

$$k_{д} = 1,0 \text{ по табл. 7.18 [2.3];}$$

$$k_{л} = 0,90 \text{ по табл. 6.1;}$$

$$k_{л} = 1,0.$$

Кабель удовлетворяет условиям нагрева, так как $I_{\text{прод. расч}} = 510 \text{ А} < I_{\text{утк}} = 2I_{\text{раб. норм}} = 505,2 \text{ А}$.

Для этого кабеля $r_{уд} = 0,258 \text{ Ом/км}$; $x_{уд} = 0,081 \text{ Ом/км}$ (см. табл. 7.28 [2.3]).

Пример 6.6.2. Эквивалентная схема замещения составляется для такого режима работы подстанции, который определяет наибольший возможный ток КЗ:

При определении сопротивлений элементов эквивалентной схемы замещения за базовые условия приняты: $S_0 = S_{ном.л} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_0 = U_{ср. макс}$, т.е. $U_{0I} = 230 \text{ кВ}$, $U_{0II} = 115 \text{ кВ}$, $U_{0III} = 10,5 \text{ кВ}$, где цифрами I, II и III (в индексах) обозначены соответственно ступени высшего, среднего и низшего напряжений. За коэффициенты трансформации автотрансформаторов принимаем отношение этих же напряжений.

Отсюда:

$$I_{0I} = \frac{S_0}{\sqrt{3}U_{0I}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3} = 2,51 \text{ кА;}$$

$$I_{0II} = \frac{S_0}{\sqrt{3}U_{0II}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 5,02 \text{ кА;}$$

$$I_{0III} = \frac{S_0}{\sqrt{3}U_{0III}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 54,986 \text{ кА.}$$

Составим схему замещения рассматриваемой части сети (рис. 6.15 а и б), а затем упростим ее, преобразовав группы сопротивлений на высшем напряжении в эквивалентные сопротивления.

Рассчитаем параметры эквивалентной схемы замещения в относительных единицах:

$$X_{c16} = X_{c1ном} \frac{S_6}{S_{ном,c1}} = 1,0 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{6000 \cdot 10^6} = 0,16;$$

$$X_{c26} = X_{c2ном} \frac{S_6}{S_{ном,c2}} = 1,1 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{4000 \cdot 10^6} = 0,275;$$

$$X_{116} = X_{136} = X_{126} = X_{146} = X_{1улВН/1ВН} \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0,435 \cdot 80 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(230 \cdot 10^3)^2} = 0,657;$$

$$X_{156} = X_{166} = X_{1улВН/2ВН} \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0,435 \cdot 15 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(230 \cdot 10^3)^2} = 0,123;$$

$$X_{46} = X_{56} = \frac{u_{кВ} S_6}{100 S_{ном}} = \frac{11,5 \cdot 1000}{100 \cdot 200} = 0,575;$$

$$X_{66} = X_{76} = \frac{u_{кСР} S_6}{100 S_{ном}} = 0;$$

$$X_{86} = X_{96} = \frac{u_{кН} S_6}{100 S_{ном}} = \frac{20,5 \cdot 1000}{100 \cdot 200} = 1,025;$$

$$X_{106} = X_{1ул,кНН/кНН} \frac{S_6}{U_{611}^2} = 0,075 \cdot 2,0 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 1,36.$$

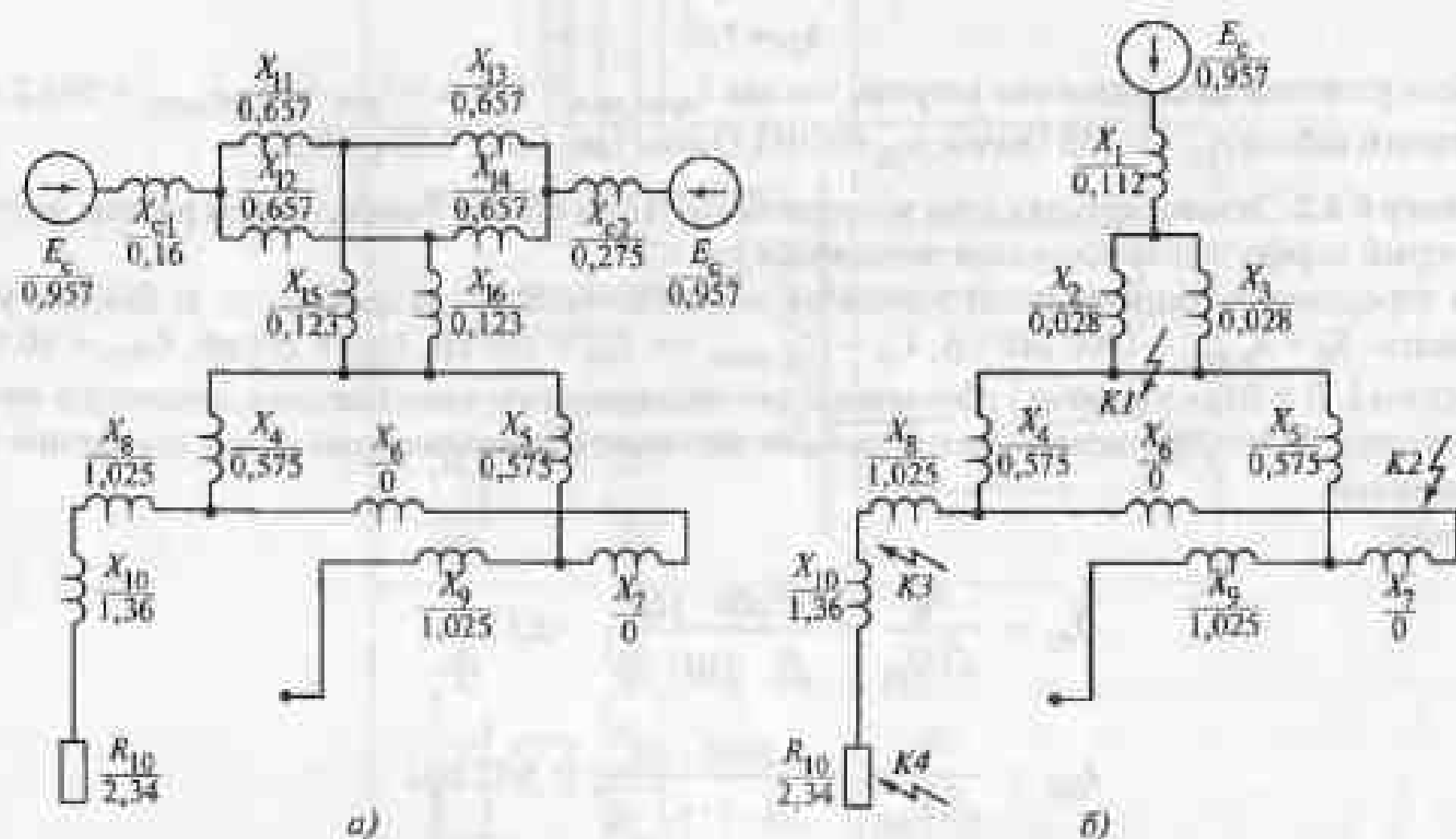


Рис. 6.15. Схема замещения сети:
а — исходная; б — эквивалентная

Расчет параметров упрощенной схемы замещения:

$$E_{c.6} = \frac{U_{ном,c}}{U_{61}} = \frac{220 \cdot 10^3}{230 \cdot 10^3} = 0,957;$$

$$X_1 = \frac{\frac{(X_{c1} + X_{c2}) \frac{X_{11} X_{13}}{X_{11} + X_{13} + X_{15}} \times \frac{X_{12} X_{14}}{X_{12} + X_{14} + X_{16}}}{X_{c1} + X_{c2} \frac{X_{11} X_{13}}{X_{11} + X_{13} + X_{15}}} + \frac{X_{12} X_{14}}{X_{12} + X_{14} + X_{16}}}{\frac{(X_{c1} + X_{c2}) \frac{X_{11} X_{13}}{X_{11} + X_{13} + X_{15}}}{X_{c1} + X_{c2} \frac{X_{11} X_{13}}{X_{11} + X_{13} + X_{15}}} + \frac{X_{12} X_{14}}{X_{12} + X_{14} + X_{16}}} = \frac{(0,16 + 0,275) \frac{0,657^2}{2 \cdot 0,657 + 0,123} \times \frac{0,657^2}{2 \cdot 0,657 + 0,123}}{0,16 + 0,275 \frac{0,657^2}{2 \cdot 0,657 + 0,123}} = 0,112;$$

$$X_2 = \frac{\frac{\frac{X_{14} X_{16}}{X_{12} + X_{14} + X_{16}} \times \frac{X_{13} X_{15}}{X_{11} + X_{13} + X_{15}}}{\frac{X_{12} X_{14}}{X_{12} + X_{14} + X_{16}} + \frac{X_{13} X_{15}}{X_{11} + X_{13} + X_{15}}} = \frac{0,657 \cdot 0,123}{2 \cdot 0,657 + 0,123} \times \frac{0,657 \cdot 0,123}{2 \cdot 0,657 + 0,123}}{\frac{0,657 \cdot 0,123}{2 \cdot 0,657 + 0,123} + \frac{0,657 \cdot 0,123}{2 \cdot 0,657 + 0,123}} = 0,028;$$

$$X_3 = \frac{\frac{\frac{X_{12} X_{16}}{X_{12} + X_{14} + X_{16}} \times \frac{X_{11} X_{15}}{X_{11} + X_{13} + X_{15}}}{\frac{X_{12} X_{16}}{X_{12} + X_{14} + X_{16}} + \frac{X_{11} X_{15}}{X_{11} + X_{13} + X_{15}}} = \frac{0,657 \cdot 0,123}{2 \cdot 0,657 + 0,123} \times \frac{0,657 \cdot 0,123}{2 \cdot 0,657 + 0,123}}{\frac{0,657 \cdot 0,123}{2 \cdot 0,657 + 0,123} + \frac{0,657 \cdot 0,123}{2 \cdot 0,657 + 0,123}} = 0,028;$$

$$R_{106} = r_{ул,кНН} \frac{S_6}{U_{611}^2} = 0,129 \cdot 2,0 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 2,34.$$

После нахождения значений параметров всех элементов схемы замещения последнюю путем преобразований приводим к простейшему виду, вычисляя результирующие эквивалентные индуктивное сопротивление и сопротивление постоянному току относительно точки КЗ. Далее находим начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ, эквивалентную постоянную времени и ударный ток КЗ.

При КЗ в точке К1 суммарное сопротивление составит:

$$X_{\Sigma К16} = X_{16} + \frac{X_{26} X_{36}}{X_{26} + X_{36}} = 0,112 + \frac{0,028 \cdot 0,028}{0,028 + 0,028} = 0,126;$$

$$I_{нок1} = \frac{E_{c.6}}{X_{\Sigma К16}} = \frac{0,957}{0,126} = 7,59;$$

$$I_{п0K1} = I_{вн} I_{п0K1} = 2,51 \cdot 7,59 = 19,05;$$

$$k_{удK1} = 1,717 \text{ (см. табл. 6.6);}$$

$$I_{удK1} = \sqrt{2} I_{п0K1} k_{удK1} = \sqrt{2} \cdot 19,05 \cdot 1,717 = 32,71 \text{ А.}$$

При КЗ в точке К2 суммарное сопротивление составит:

$$X_{\Sigma K2} = X_{10} + \frac{X_{26} X_{36}}{X_{26} + X_{36}} + \frac{X_{46} X_{56}}{X_{46} + X_{56}} = 0,112 + \frac{0,028 \cdot 0,028}{0,028 + 0,028} + \frac{0,575 \cdot 0,575}{0,575 + 0,575} = 0,416;$$

$$I_{п0K2} = \frac{E_{с.б.}}{X_{\Sigma K2}} = \frac{0,957}{0,416} = 2,315;$$

$$I_{п0K2} = I_{вн} I_{п0K2} = 5,02 \cdot 2,315 = 21,62 \text{ кА.}$$

$$k_{удK2} = 1,6 \text{ (см. табл. 6.6);}$$

$$I_{удK2} = \sqrt{2} I_{п0K2} k_{удK2} = \sqrt{2} \cdot 21,62 \cdot 1,6 = 26,29 \text{ кА.}$$

При КЗ в точке К3 (рис. 6.16) суммарное сопротивление равно:

$$X_{\Sigma K3} = X_{10} + \frac{X_{26} X_{36}}{X_{26} + X_{36}} + \frac{X_{46} (X_{56} + X_{66} + X_{76})}{X_{46} + X_{56} + X_{66} + X_{76}} + X_{86} =$$

$$= 0,112 + \frac{0,028 \cdot 0,028}{0,028 + 0,028} + \frac{0,575 \cdot (0,575 + 0 + 0)}{0,575 + 0,575 + 0 + 0} + 1,025 = 1,441;$$

$$I_{п0K3} = \frac{E_{с.б.}}{X_{\Sigma K3}} = \frac{0,957}{1,441} = 0,664;$$

$$I_{п0K3} = I_{вн} I_{п0K3} = 54,986 \cdot 0,664 = 36,52 \text{ кА.}$$

$$k_{удK3} = 1,37 \text{ (см. табл. 6.6);}$$

$$I_{удK3} = \sqrt{2} I_{п0K3} k_{удK3} = \sqrt{2} \cdot 36,52 \cdot 1,37 = 70,75 \text{ кА.}$$

При КЗ в точке К4 (рис. 6.17) суммарное сопротивление равно:

$$X_{\Sigma K4} = X_{10} + \frac{X_{26} X_{36}}{X_{26} + X_{36}} + \frac{X_{46} (X_{56} + X_{66} + X_{76})}{X_{46} + X_{56} + X_{66} + X_{76}} + X_{86} + X_{106} =$$

$$= 0,112 + \frac{0,028 \cdot 0,028}{0,028 + 0,028} + \frac{0,575 \cdot (0,575 + 0 + 0)}{0,575 + 0,575 + 0 + 0} + 1,025 + 1,36 = 2,801;$$

$$I_{п0K4} = \frac{E_{с.б.}}{\sqrt{(X_{\Sigma K4})^2 + (R_{106})^2}} = \frac{0,957}{\sqrt{2,801^2 + 2,34^2}} = 0,262;$$

$$I_{п0K4} = I_{вн} I_{п0K4} = 54,986 \cdot 0,262 = 14,42 \text{ кА.}$$

$$k_{удK4} = 1,37 \text{ (см. табл. 6.6);}$$

$$I_{удK4} = \sqrt{2} I_{п0K4} k_{удK4} = \sqrt{2} \cdot 14,42 \cdot 1,37 = 27,93 \text{ кА.}$$



Рис. 6.16. Схема замещения для выбора сопротивления реактора по первому условию



Рис. 6.17. Схема замещения для выбора сопротивления реактора по второму условию

6.3. Электродинамические воздействия токов короткого замыкания

6.3.1. Электродинамические силы в электроустановках

Системы проводников при протекании в них токов испытывают электродинамические взаимодействия, сопровождающиеся значительными механическими напряжениями.

При одинаковом направлении тока проводники притягиваются, а если токи направлены в противоположные стороны, то отталкиваются (рис. 6.18)

Сила взаимодействия токов определяется по формулам, вытекающим из закона Био—Савара. Для двух параллельных проводников длиной l , расположенных на расстоянии a друг от друга, сила взаимодействия токов может быть определена из выражения

$$F = k k_{\Phi} i_1 i_2 l / a, \quad (6.47)$$

где k — коэффициент равный $2 \cdot 10^{-7}$; коэффициент k_{Φ} учитывает форму проводника и может быть принят равным единице для проводников круглого сечения независимо от расстояния между ними и для проводников любой формы, если расстояние в свету между ними будет больше периметра поперечного сечения токоведущей части. В противном случае коэффициент k_{Φ} отличен от единицы и при вычислении усилий должен быть предварительно определен по специальным графикам (рис. 6.19).

Сила F распределена равномерно по длине параллельных проводников. Удельное усилие на единицу длины проводника для условий рис. 6.18 равно:

$$f = 2 \cdot 10^{-7} k_{\Phi} i_1 i_2 / a. \quad (6.48)$$

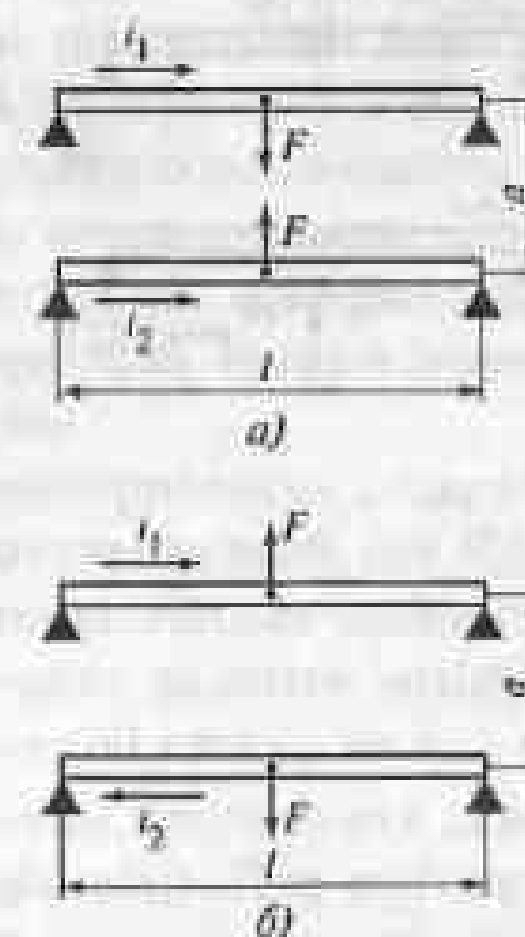


Рис. 6.18. Электродинамическое взаимодействие между двумя токоведущими частями при согласном (а) и встречном (б) направлениях токов

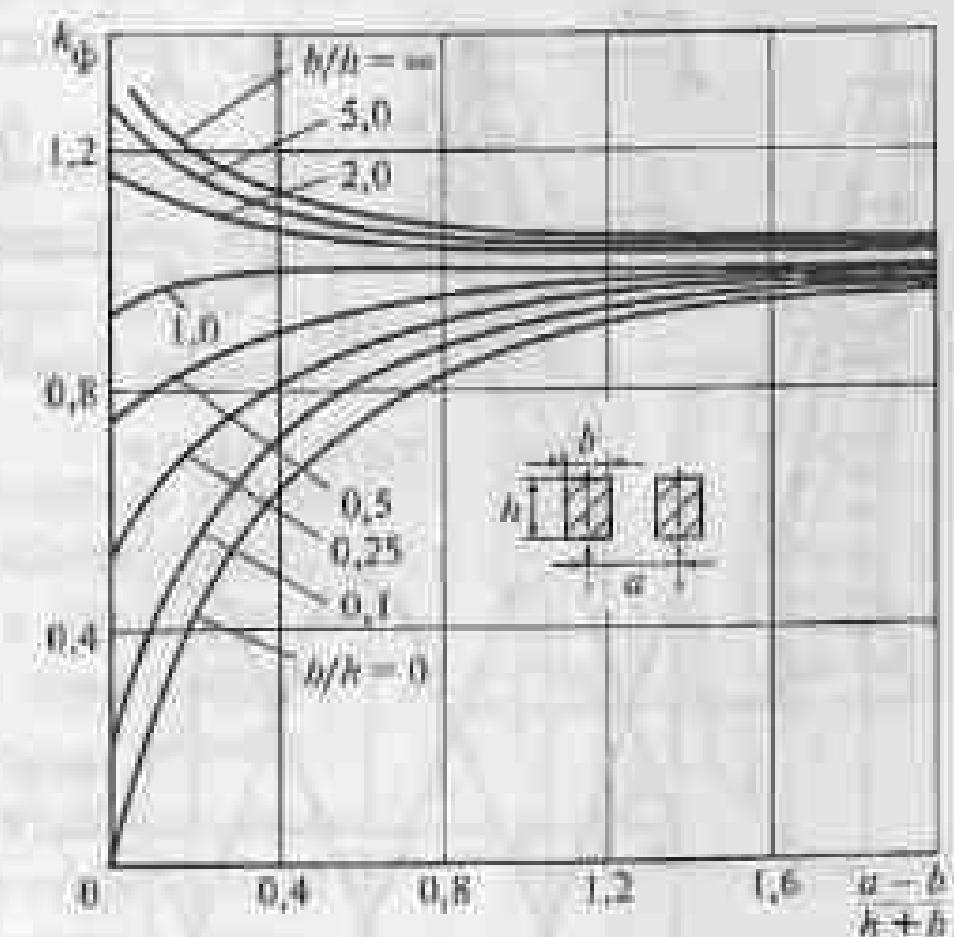


Рис. 6.19. Зависимость коэффициента формы от размеров проводника

Электродинамические взаимодействия в трехфазных установках переменного тока имеют ряд особенностей. На рис. 6.20 изображено геометрическое место вектора усилий между проводниками отдельных фаз, расположенных в одной плоскости, в различные моменты времени на протяжении одного периода переменного тока. Усилия изменяются во времени по значению и направлению и имеют колебательный характер.

Сила, действующая на проводник с током, определяется как результат взаимодействия его с токами в проводниках двух других фаз, при этом в наиболее тяжелых условиях оказывается проводник средней фазы.

Наибольшее удельное усилие на проводник средней фазы может быть определено из выражения, Н/м,

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} k_{\Phi} I_m^2 / a, \quad (6.49)$$

где I_m — амплитуда тока в фазе, А; a — расстояние между соседними фазами, м.

Значение $\sqrt{3}$ учитывает фазовые смещения токов в проводниках. Взаимодействие проводников существенно возрастает в режиме КЗ, когда полный ток КЗ достигает своего наибольшего значения — ударного. При оценке взаимодействия фаз необходимо рассматривать двухфазное и трехфазное КЗ.

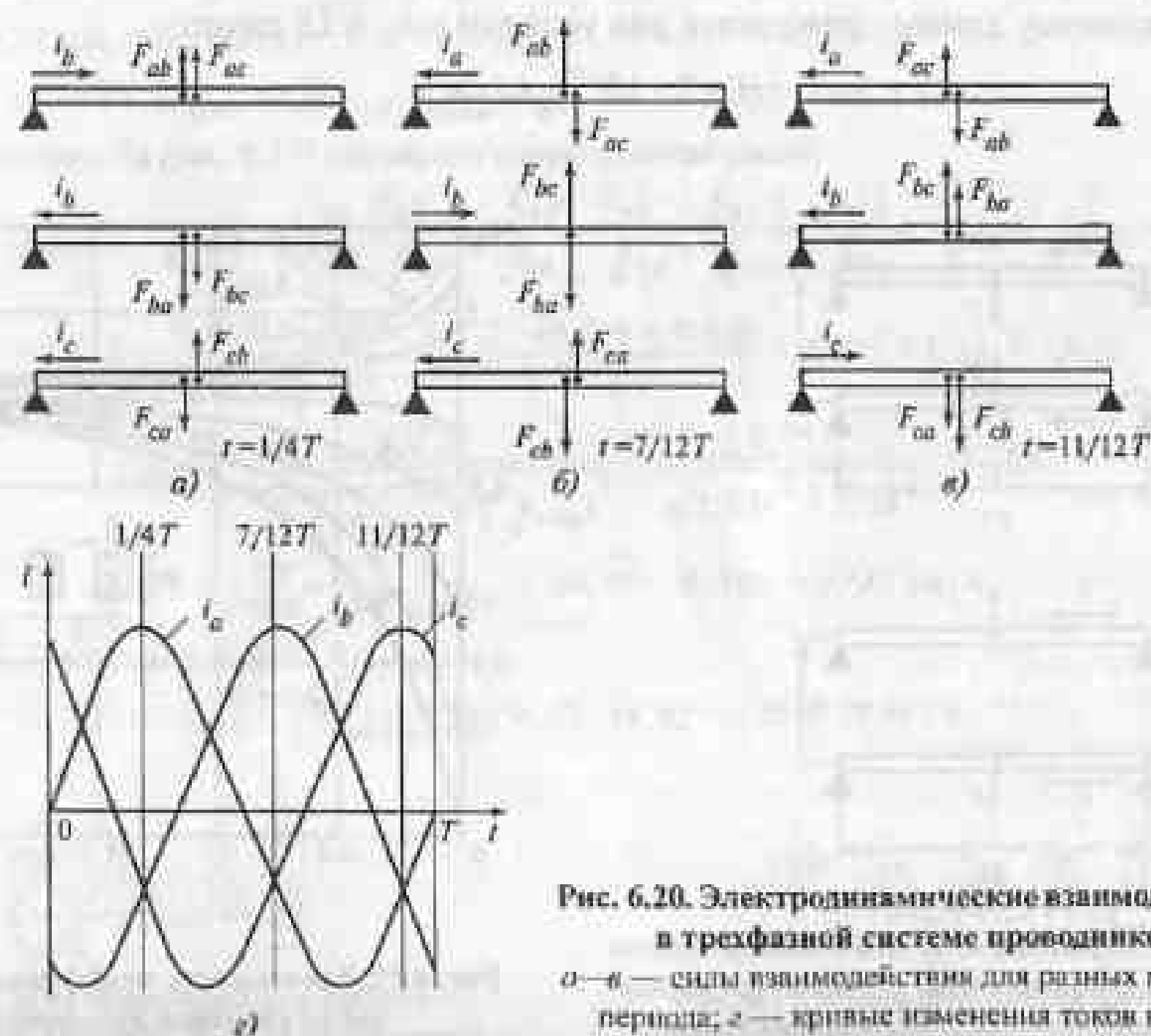


Рис. 6.20. Электродинамические взаимодействия в трехфазной системе проводников: а—в — силы взаимодействия для разных моментов периода; г — кривые изменения токов в фазах.

Для определения удельного усилия при трехфазном КЗ в системе проводников, показанной на рис. 6.21, пользуются выражением (6.49) при условии $I_m = i_{уд}^{(3)}$ тогда

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} k_{\Phi} i_{уд}^2 / a,$$

где $i_{уд}$ — ударный ток трехфазного КЗ, А.

В случае двухфазного КЗ влияние третьей (неповрежденной) фазы ничтожно мало, поэтому для определения удельного усилия используют выражение (6.48), принимая во внимание, что $|i_1| = |i_2| = i_{уд}^{(2)}$. Следовательно,

$$f^{(2)} = 2 \cdot 10^{-7} k_{\Phi} i_{уд}^{2(2)} / a, \quad (6.50)$$

где $i_{уд}^{(2)}$ — ударный ток двухфазного КЗ, А.

Учитывая что $i_{уд}^{(2)} / i_{уд}^{(3)} = 0,87$ нетрудно показать, что междуфазное усилие при трехфазном КЗ больше, чем при двухфазном. Поэтому расчетным видом КЗ при оценке электродинамических сил считают трехфазное.

Выше рассматривались междуфазные усилия, однако в реальных аппаратах и шинных конструкциях могут возникать довольно большие силы взаимодействия токов одной фазы. Это происходит при расщеплении фазы на ряд параллельных проводов, а также тогда, когда проводники не прямолинейные, а образуют петли, изгибаются под углом. На рис. 6.21 показана эпюра усилий, возникающих в пределах токоведущего контура фазы масляного выключателя.

Такие силы могут привести к самопроизвольному отключению выключателя, если не принять соответствующих мер. Например, при токе $i_{уд} = 50$ кА на траверсу подвижных контактов выключателя МКП-35 действует сила, равная примерно 2000 Н.

Подобные силы имеют место в разъединителях, реакторах и других аппаратах.

Для предотвращения механических повреждений под действием усилий, возникающих в проводниках при протекании в них токов КЗ, все элементы токоведущей конструкции должны обладать достаточной электродинамической стойкостью.

Под электродинамической стойкостью понимают способность аппаратов или проводников выдерживать механические усилия, возникающие при протекании токов КЗ, без деформаций, препятствующих их дальнейшей нормальной работе.

Для электрических аппаратов завод-изготовитель указывает гарантированный ток КЗ, при котором обеспечивается электродинамическая стойкость. Чаще всего в каталогах на оборудование задается мгновенное значение тока электродинамической стойкости $i_{дин}$ (или $i_{тах}$ или $i_{пр.скв}$ мгновенное значение предельного сквозного тока электродинамической стойкости). При выборе аппаратов гарантированный заводом-изготовителем ток сравнивается с расчетным ударным током КЗ и проверяется условие

$$i_{дин} \geq i_{уд}^{(3)}$$

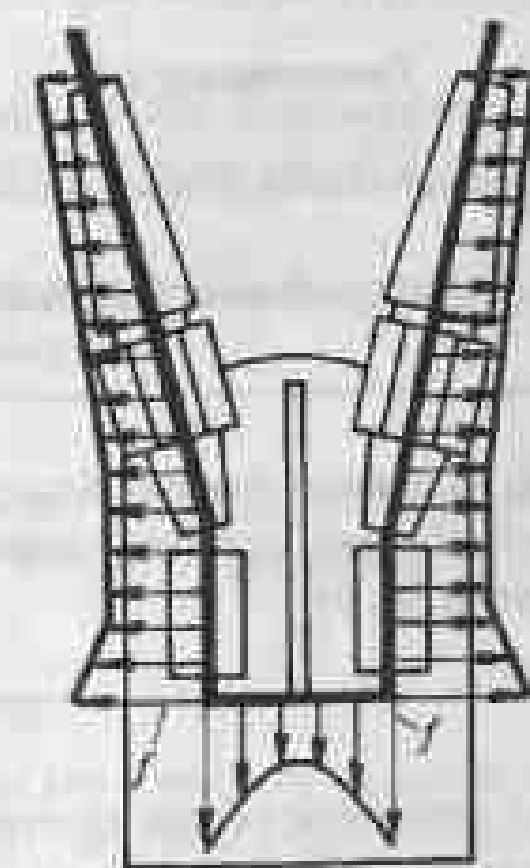


Рис. 6.21. Эпюры электродинамических взаимодействий в пределах одной фазы масляного выключателя.

Методы и примеры проведения расчетов по определению электродинамической стойкости шин и аппаратов приведены ниже. Согласно ПУЭ по электродинамической стойкости не проверяют аппараты и проводники, защищенные предохранителями с плавкими вставками на ток до 60 А, а также аппараты и шины цепей трансформаторов напряжения при условии их расположения в отдельной камере. Не рассчитывают механические напряжения от сил электродинамического взаимодействия в гибких проводах. Однако при ударных токах более 50 кА такие провода требуется проверять на скручивание.

В ПУЭ оговорены также другие частные случаи, когда допустимо не проверять аппараты и проводники по электродинамической стойкости при КЗ.

При расчете нагрузок на шины последние считаются достаточно длинными и концевые эффекты не учитываются. Электродинамические нагрузки, действующие на параллельные шины, распределены по длине равномерно.

Для параллельных шин, расположенных в одной плоскости, максимальные значения нагрузок при двух- и трехфазных КЗ наступают примерно через 0,01 с и определяются по выражению (6.49) или (6.50).

Для шин, расположенных по вершинам треугольника (в частном случае в одной плоскости), наибольшие нагрузки при трехфазном КЗ находятся согласно (6.49) по формуле

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \xi i_{уд}^2 / a, \quad (6.51)$$

где a — минимальное расстояние между осями шин, м; ξ — коэффициент максимальной нагрузки, зависящий от взаимного расположения шин (рис. 6.22), значения которого для некоторых конструкций указаны в табл. 6.9.

Таблица 6.9. Значения коэффициента максимальной нагрузки ξ от расположения фаз

Расположение шин	Фаза	Коэффициент ξ максимальной нагрузки			
		результатирующей	изгибающей	растягивающей	сжимающей
В одной плоскости (рис. 6.28, а)	A, C	0,93	0,93	0,00	0,00
	B	1,00	1,00	0,00	0,00
По вершинам прямоугольного равнобедренного треугольника (рис. 6.28, б)	A	0,87	0,87	0,29	0,87
	B	0,95	0,43	0,93	0,07
	C	0,95	0,93	0,14	0,43
По вершинам равностороннего треугольника (рис. 6.28, в)	A	1,00	0,94	0,25	0,75
	B	1,00	0,50	1,00	0,00
	C	1,00	0,94	0,25	0,75
По вершинам равностороннего треугольника (рис. 6.28, г)	A, B, C	1,00	0,50	1,00	0,00

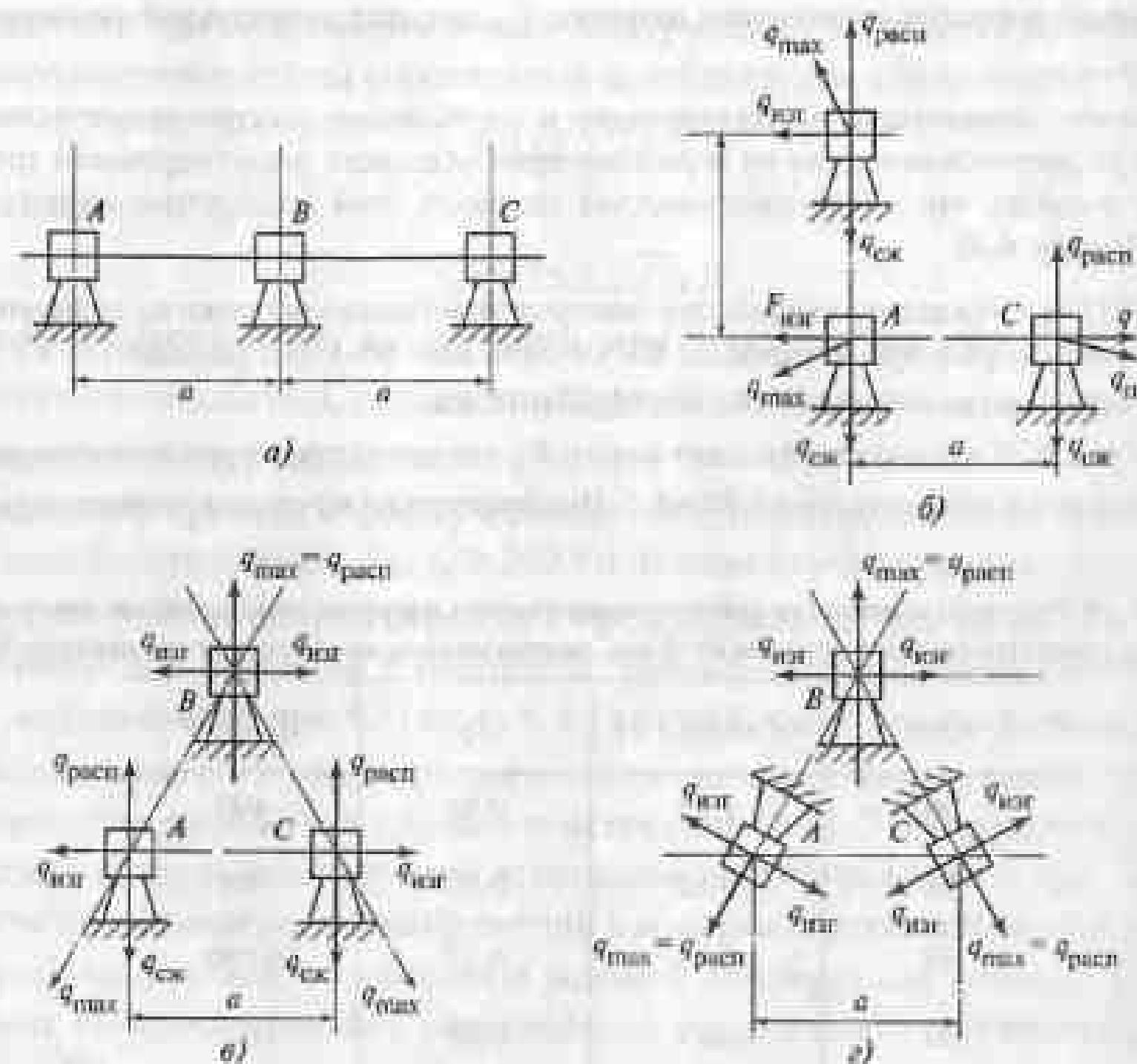


Рис. 6.22. Шинные конструкции

Пример 6.7 [2.3]. Определить наибольшие результирующие и изгибающие электродинамические нагрузки при трехфазном КЗ, действующие на шины, расположенные в одной плоскости (рис. 6.22, а), а также по вершинам прямоугольного равнобедренного треугольника (рис. 6.22, б) и равностороннего треугольника (рис. 6.22, в). Расстояние между шинами (по всем конструкциям) $a = 0,4$ м, ударный ток КЗ $i_{уд} = 50$ кА.

Результирующие электродинамические нагрузки вычисляем по формуле (6.49). Предварительно по табл. 6.9 находим коэффициенты ξ этой нагрузки и определим расчетную фазу шинной конструкции.

Для шин, расположенных в одной плоскости (см. рис. 6.22, а), расчетной является фаза B. В этой фазе $\xi = 1$ (а для крайних фаз он составляет 0,93), поэтому наибольшие нагрузки

$$f_{\max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 50^2 \cdot 10^6 / 0,4 = 1082,5 \text{ Н/м.}$$

Коэффициент ξ при расположении шин по вершинам прямоугольного равнобедренного треугольника (см. рис. 6.22, б) для шины фазы A равен 0,87, шин фаз B и C — 0,95. Таким образом, результирующие нагрузки будут больше в фазах B и C. Согласно (6.49)

$$f_{\max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 0,95 \cdot 50^2 \cdot 10^6 / 0,4 = 1028 \text{ Н/м.}$$

Если шины расположены по вершинам равностороннего треугольника (см. рис. 6.22, в), коэффициенты ξ для всех трех фаз одинаковы и равны единице. Следовательно, максимальные результирующие нагрузки составят 1082,5 Н/м.

Коэффициент изгибающих нагрузок ξ (см. табл. 6.9) при расположении шин:

в одной плоскости (см. рис. 6.22, а) равен 1;

по вершинам равнобедренного прямоугольного треугольника (см. рис. 6.22, б) равен 0,93;

по вершинам равностороннего треугольника (см. рис. 6.22, в) равен 0,94.

Соответственно удельные изгибающие нагрузки $f_{\text{изг}}$ для этих конструкций составляют 1082,5; 1007 и 1017 Н/м.

Таким образом, наименьшие результирующие и изгибающие электродинамические нагрузки имеют место при расположении шин по вершинам прямоугольного равнобедренного треугольника. Однако это не означает, что электродинамическая стойкость этой конструкции является наиболее высокой (см. Пример 6.8).

Пример 6.8 [2.3]. Определить наибольшие электродинамические нагрузки на прямоугольные шины, расположенные ребром, при двухфазном КЗ. Сечение шин 80×8 мм, ударный ток КЗ $i_{\text{уд}} = 20$ кА, расстояние между осями шин принято 160, 80, 48, 32 и 16 мм.

По кривым рис. 6.25 найдем коэффициент формы $K_{\text{Ф}}$ для шины прямоугольного сечения при отношении ширины шины к ее высоте $b/h = 8:80 = 0,1$. Предварительно вычислим отношение $(a-b)/(h+b)$ (табл. 6.10).

Таблица 6.10. Результаты расчетов электродинамических нагрузок при заданных расстояниях a между прямоугольными шинами 80×8 мм, положенными на ребро при двухфазном КЗ

a , мм	$(a-b)/(h+b)$	$K_{\text{Ф}}$	$f_{\text{изг}}$, Н/м
160	1,72	0,98	490
80	0,82	0,90	900
48	0,45	0,75	1250
32	0,27	0,65	1625
16	0,09	0,38	1900

Значения максимальных нагрузок находим по (6.50). При a , равных 160 и 16 мм, они составляют соответственно

$$f_{\text{изг}} = 0,98 \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot 20^2 \cdot 10^6 / 0,16 = 490 \text{ Н/м};$$

$$f_{\text{изг}} = 0,38 \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot 20^2 \cdot 10^6 / 0,016 = 1900 \text{ Н/м}.$$

Результаты расчетов электродинамических нагрузок при заданных расстояниях a приведены в табл. 6.10. Они показывают, что при малых расстояниях между плоскими шинами коэффициент формы существенно влияет на электродинамические нагрузки. Например, при уменьшении расстояния между полосами шин в 10 раз нагрузки возрастают только в 4 раза.

6.3.2. Электродинамическая стойкость шинных конструкций

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкции. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины — изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает. В большинстве практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ не требует проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний. В частных случа-

ях, например при проектировании новых конструкций РУ с жесткими шинами, производится определение частоты собственных колебаний для алюминиевых шин [4.1]:

$$f_0 = 173,2 \cdot \sqrt{J/s} / l^2,$$

для медных шин

$$f_0 = 125,2 \cdot \sqrt{J/s} / l^2,$$

где l — длина пролета между изоляторами, м; J — момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см⁴; s — поперечное сечение шины, см².

Изменяя длину пролета и форму сечения шин, добиваются того, чтобы механический резонанс был исключен, т.е. $f_0 > 200$ Гц. В этом случае проверка шин на электродинамическую стойкость производится в предположении, что шины и изоляторы являются статической системой с нагрузкой, равной максимальной электродинамической силе, возникающей при КЗ (см. п. 6.4.1). Если $f_0 < 200$ Гц, то производится специальный расчет шин с учетом дополнительных динамических усилий, возникающих при механических колебаниях шинной конструкции [2.3]. Электродинамическая стойкость жестких шин, за исключением комплектных токопроводов и шин КРУ, определяется расчетом механических напряжений в материале проводника при КЗ.

Электродинамической стойкостью шинной конструкции называется свойство конструкции выдерживать без повреждений механические воздействия, создаваемые токами КЗ.

Шинная конструкция считается электродинамически стойкой, если максимальное расчетное напряжение в материале шин $\sigma_{\text{расч}}$ и максимальные расчетные нагрузки на изоляторы $F_{\text{расч}}$ не превосходят допустимых значений, т.е.

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}, \quad (6.52)$$

$$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}, \quad (6.53)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$, $F_{\text{доп}}$ — соответственно допустимые напряжение в материале и нагрузка на изолятор, $\sigma_{\text{расч}}$, $F_{\text{расч}}$ — соответственно расчетные напряжение в материале и нагрузка на изолятор.

Согласно ПУЭ допустимое напряжение $\sigma_{\text{доп}}$ принимается равным 70 % временного сопротивления разрыву (предела прочности) материала шин $\sigma_{\text{в}}$, т.е.

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,7\sigma_{\text{в}}, \quad (6.54)$$

Временные сопротивления разрыву и допустимые напряжения некоторых материалов шин приведены в табл. 6.11.

Допустимая нагрузка на изолятор $F_{\text{доп}}$ принимается равной 60 % от минимальной разрушающей нагрузки $F_{\text{разр}}$, приложенной к головке изолятора, т.е.

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}}, \quad (6.55)$$

Если центр масс поперечного сечения шины удален от вершины опорного изолятора, например у плоской шины, поставленной на ребро (рис. 6.23), допустимая нагрузка при изгибе изолятора должна быть уменьшена

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}}H/(h+H), \quad (6.56)$$

где h — расстояние от вершины изолятора до центра масс поперечного сечения шины;
 H — расстояние от головки изолятора до опасного сечения (сечения, где наиболее вероятна поломка) изолятора.

Таблица 6.11. Временные сопротивления разрыву и допустимых напряжений материалов шин

Материал шин	Марка материала шин	Разрушающее напряжение, МПа	Допустимое напряжение, МПа	Модуль упругости, 10^{10} Па
Алюминий	АО, А	117,6	82,3	7
	АДО	58,8—68,6	41,2—48	7
Алюминиевый сплав	АДЗ1Т	127,4	89,2	7
	АДЗ1П	196	137,2	7
Медь	МГМ	245—254,8	171,5—178,4	10
	МГТ	245—294	171,5—205,8	10

Для современных опорных (стержневых) изоляторов 6—35 кВ с внутренней заделкой арматуры (рис. 6.23, а) расстояние H примерно равно высоте изолятора $H_{\text{из}}$. Для изоляторов 110 кВ (а также некоторых типов изоляторов 10—35 кВ) с внешним креплением арматуры (рис. 6.23, б) опасное сечение проходит по верхней торцевой поверхности опорного фланца, для опорных штыревых изоляторов (рис. 6.23, в) — проходит по плоскости соединения чугунного штыря и фарфорового тела.

В качестве расчетной схемы шины принимают балку, заделанную или шарнирно опертую на опоры (табл. 6.12). Различают следующие основные типы шинных конструкций и соответствующие им расчетные схемы [2.3].

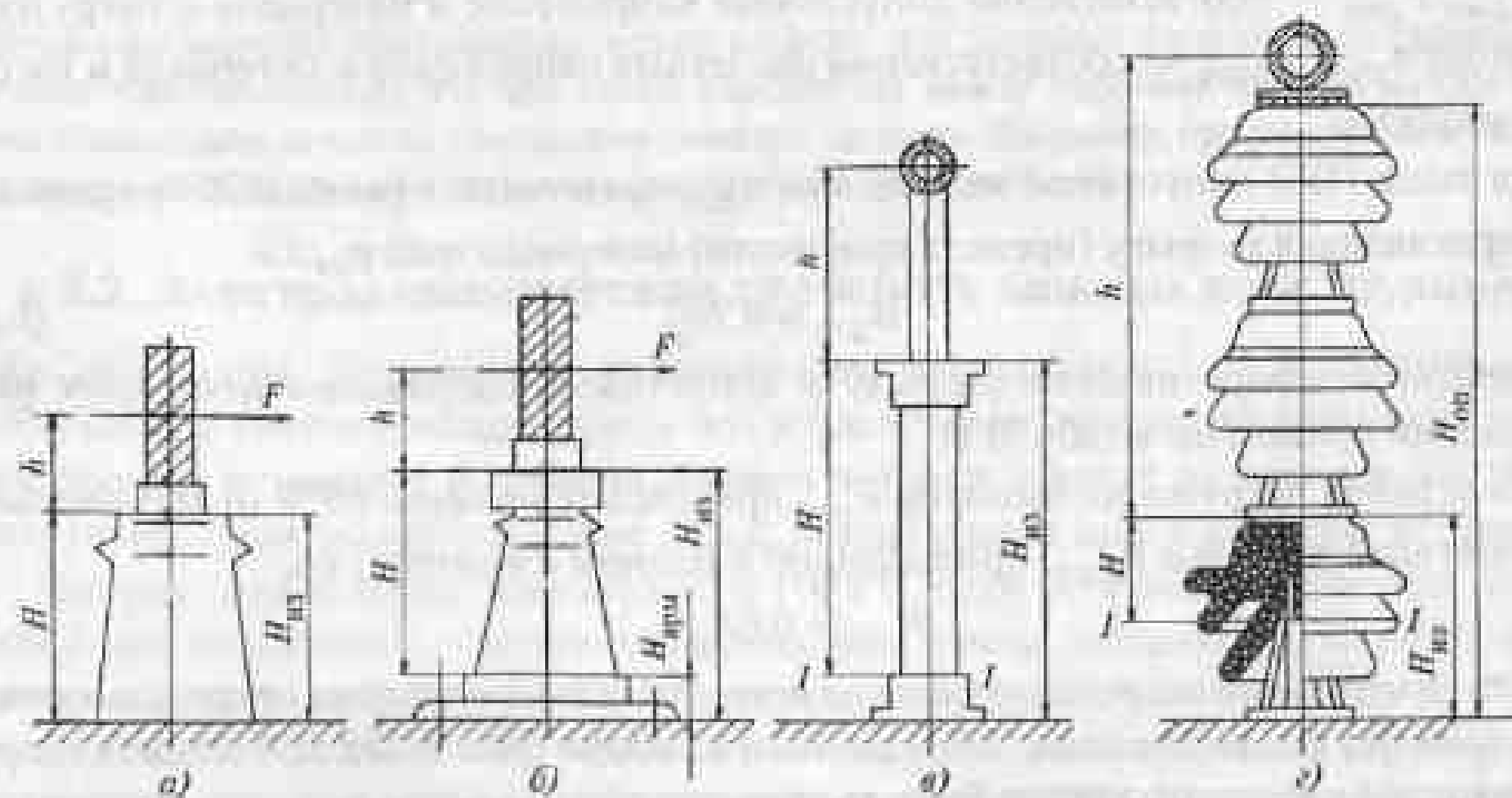


Рис. 6.23. К определению допустимых нагрузок на изоляторы

Таблица 6.12. Характеристики основных типов шинных конструкций

Номер схемы	Расчетная схема	Тип шины	Коэффициент (параметр)		
			r_1	λ	β
1		Разрезная шина с длиной целого участка, равной длине пролета	3,14	8	1,00
2		Разрезная шина с длиной целого участка, равной длине двух пролетов	3,93	8	1,25
3		Многопролетная неразрезная шина	4,73	12	1,00

1. Шинные конструкции с разрезными шинами, длина целых (или сварных) участков которых равна длине пролета. Расчетной схемой пролета таких конструкций служит балка с шарнирным опиранием (схема 1, табл. 6.12). Обычно расчетной схеме 1 отвечают шинные конструкции напряжением 110 кВ и выше.

2. Шинные конструкции с разрезными шинами, длина которых равна длине двух пролетов. Расчетная схема пролета такой конструкции представляет собой балку с жестким опиранием (защемлением) на одной и шарнирным опиранием на другой опоре (схема 2). Эти конструкции иногда применяются в РУ 110—220 кВ, реже — до 35 кВ.

3. Многопролетные конструкции с неразрезными (цельными или сварными) шинами. Средние пролеты ошиновки отвечают расчетной схеме балки с жестким опиранием (защемлением) на обеих опорах (схема 3). Конструкции широко используются в РУ до 35 кВ.

Опоры шин (т.е. изоляторы и основания, на которых они крепятся) в расчетах принимаются упругоподатливыми или абсолютно жесткими. Как правило, опоры можно считать абсолютно жесткими (не участвующими в колебаниях при КЗ) в РУ напряжением до 35 кВ включительно. В РУ напряжением 110 кВ и выше расчет электродинамической стойкости шинных конструкций следует проводить с учетом упругой податливости опор (изоляторов).

6.3.3. Порядок расчета электродинамической стойкости шинных конструкций с жесткими опорами

Расчет электродинамической стойкости изоляторов и шин, расположенных в одной плоскости. Расчет изоляторов и шин, расположенных в одной плоскости (рис. 6.24), проводится в следующей последовательности [2.3].

1. Рассчитывают первую (основную) частоту собственных колебаний шины, f_1 , по формуле

$$f_1 = r_1^2 \sqrt{EJ/m} / 2\pi l^2, \quad (6.57)$$

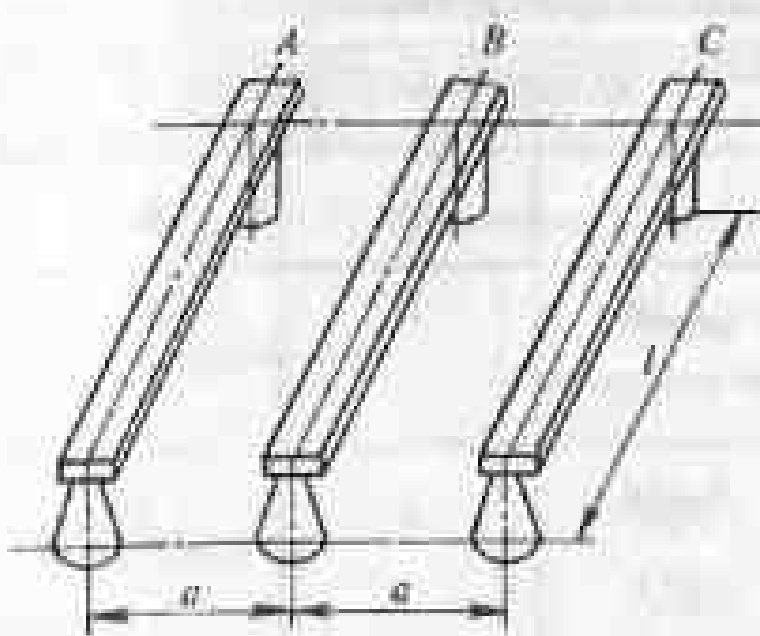


Рис. 6.24. Шины, расположенные в одной плоскости

где r_1 — параметр первой частоты собственных колебаний шины, значения которого для конструкций с абсолютно жесткими опорами приведены в табл. 6.12 (для расчетной схемы 3, применяемой в РУ до 35 кВ, $r_1 = 4,73$); l — длина пролета между опорными изоляторами, м; E — модуль упругости материала шин, равный для алюминия и его сплавов примерно $7 \cdot 10^{10}$ Па; J — момент инерции поперечного сечения шины, $м^4$ (см. табл. 6.13); m — масса шины на единицу длины, кг/м.

Необходимо, чтобы частота собственных колебаний шины была далека от резонансных частот 50 и 100 Гц, т.е. была меньше 40 или больше 115 Гц.

Таблица 6.13. Моменты сопротивления и инерции

Номер шины	Расположение шин	Момент инерции	Момент сопротивления
1		$bh^3/12$	$bh^2/6$
2		$hb^3/12$	$hb^2/6$
3		$bh^3/6$	$bh^2/3$
4		$bh^3/6$	$bh^2/6$
5		$0,72b^3h$	$1,44b^2h$
6		$\pi d^4/64$	$\pi d^3/32$
7		$\pi(D^4 - d^4)/64$	$\pi(D^3 - d^3)/32D$

2. Определяют динамический коэффициент η . Если первая частота собственных колебаний $f_1 > 200$ Гц, то динамический коэффициент принимают равным 1. Если частота $f_1 \leq 200$ Гц, то коэффициент η находят по кривой (рис. 6.25) в зависимости от частоты f_1 (или отношения f_1/f_c , где $f_c = 50$ Гц — частота тока в сети).

3. По (6.51) находят наибольшие (расчетные) удельные электродинамические нагрузки, Н/м, при трехфазном КЗ:

$$f_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} i_{уд}^2 / a, \tag{6.58}$$

где a — расстояние между фазами, м; $i_{уд}$ — ударный ток трехфазного КЗ, А.

4. Вычисляют максимальные (расчетные) напряжения в материале шины, Па,

$$\sigma_{расч} = f_{расч}^2 \eta / (\lambda W), \tag{6.59a}$$

или

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} i_{уд}^2 \eta / (\lambda a W), \tag{6.59б}$$

где λ — параметр (см. табл. 6.12); для расчетной схемы пролета шины с жестким опиранием на опоры (схема 1), характерной для РУ до 35 кВ, $\lambda = 12$; W — момент сопротивления поперечного сечения шины, $м^3$ (см. табл. 6.13).

5. Определяют максимальные (расчетные) нагрузки на изоляторы, Н,

$$F_{расч} = \beta f_{расч} l n, \tag{6.60a}$$

или

$$F_{расч} = \beta \sqrt{3} \cdot 10^{-7} i_{уд}^2 l \eta / a, \tag{6.60б}$$

где β — коэффициент (см. табл. 6.12); для расчетной схемы пролета шины с жестким опиранием на опоры (схема 1) $\beta = 1$.

Если каждая фаза выполняется из двух полос (рис. 6.26), возникают усилия между полосами и между фазами. Усилие между полосами не должно приводить к их сопри-

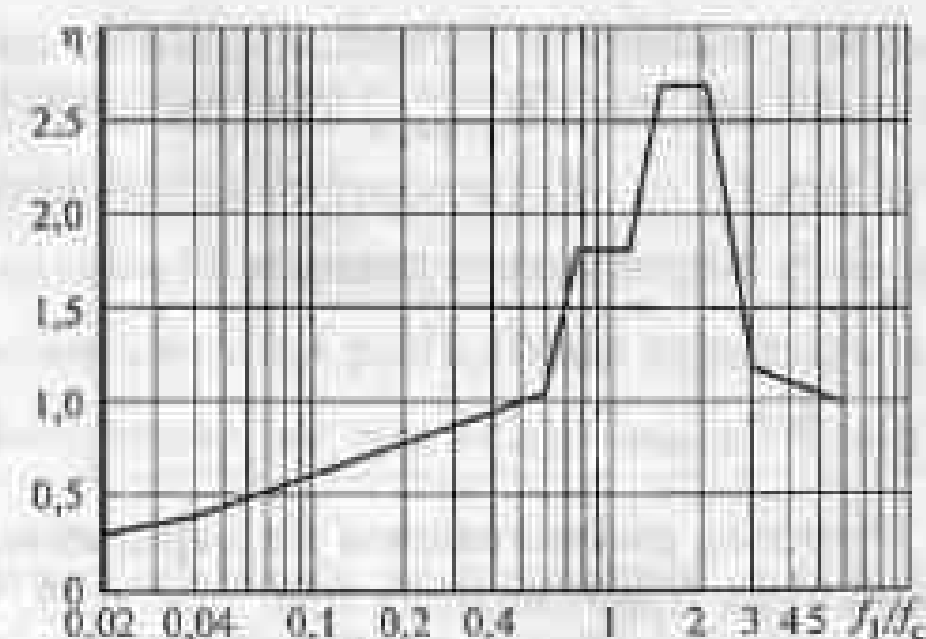


Рис. 6.25. Зависимость динамического коэффициента от f_1/f_c

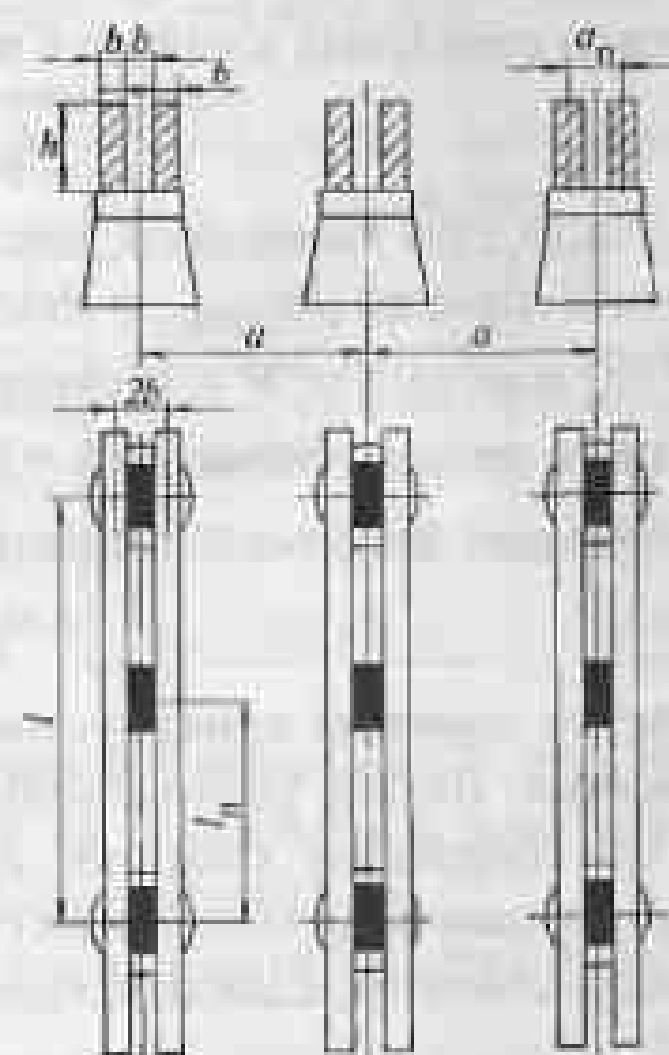


Рис. 6.26. Схема шинной конструкции с составными двухполосными шинами

косновенно. Для того чтобы уменьшить это усилие, в пролете между полосами устанавливаются прокладки. Длина пролета между прокладками l_n выбирается таким образом, чтобы электродинамические силы, возникающие при КЗ, не вызывали соприкосновения полос. Кроме того, механическая система две полосы — изоляторы должна иметь частоту собственных колебаний больше 200 Гц чтобы не произошло резкого увеличения нагрузки на изоляторы в результате механического резонанса.

Расчет составных шин. Электродинамические нагрузки, испытываемые составными шинами (рис. 6.26) при КЗ, обусловлены взаимодействием не только токов разных фаз, но и токов отдельных элементов шины одной фазы. Нагрузки на изоляторы в этих конструкциях зависят только от междуфазного взаимодействия, а расчет напряжений в материале составных шин проводят с учетом электродинамических нагрузок между элементами шины. Этот расчет выполняется в следующем порядке [2.3].

1. По (6.57) вычисляют первую частоту собственных колебаний шины f_1 и ее элементов f_{1z} . При расчете f_{1z} в (6.57) вместо l, J и m следует подставлять соответственно l_n — длину пролета элемента шины между прокладками (см. рис. 6.26); J_z — момент инерции поперечного сечения элемента шины; m_z — массу элемента на единицу длины. Параметр частоты r_1 , принимают равным 4,73.

2. По кривой рис. 6.25 определяют динамический коэффициент колебаний шины η и ее элемента η_z , в зависимости от частоты f_1 или f_{1z} . Если частота собственных колебаний шины f_1 или элемента шины f_{1z} больше 200 Гц, то соответствующий динамический коэффициент η или η_z принимается равным 1.

3. По (6.58) вычисляют наибольшие электродинамические нагрузки, обусловленные взаимодействием токов разных фаз.

4. Согласно (6.49) рассчитывают электродинамические нагрузки от взаимодействия токов отдельных элементов шины, Н/м,

$$f_{\text{расч}} = 2 \cdot 10^{-7} k_{\phi} i_{y\alpha}^2 / a_s.$$

5. По (6.59а) вычисляют максимальные напряжения в материале шин от взаимодействия токов фаз $\sigma_{\phi, \text{расч}}$ и отдельных элементов шины $\sigma_{\alpha z, \text{расч}}$. При расчете $\sigma_{\alpha z, \text{расч}}$ в (6.59а) вместо l, a, W и η следует подставлять l_n, a_z, W_z (момент сопротивления поперечного сечения элемента и η_z). Коэффициент λ принимают равным 12.

6. Находят максимальное напряжение в материале шины, Па,

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi, \text{расч}} + \sigma_{\alpha z, \text{расч}} \quad (6.61)$$

Расчет шинных конструкций, фазы которых расположены по вершинам треугольника. Шины, расположенные по вершинам треугольника (см. рис. 6.23, б—г), при КЗ совершают сложные пространственные колебания. Электродинамическая стойкость шин определяется по (6.52) и (6.53). Стойкость изоляторов (с некоторым запасом) достаточна, если одновременно выполняются условия:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп.из}} \quad (6.62а)$$

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп.раст}} \quad (6.62б)$$

Здесь $F_{\text{доп.из}}$ и $F_{\text{доп.раст}}$ — допустимые изгибающая и растягивающая нагрузки (6.55) и (6.56):

$$F_{\text{доп.из}} = 0,6 F_{\text{разр.из}} H / (h + H); \quad (6.63а)$$

$$F_{\text{доп.раст}} = 0,6 F_{\text{разр.раст}} \quad (6.63б)$$

где $F_{\text{разр.из}}$ и $F_{\text{разр.раст}}$ — разрушающие изгибающая и растягивающая нагрузки (для изоляторов 6—35 кВ устанавливаются заводами-изготовителями одинаковыми).

Если частоты собственных колебаний в главных плоскостях инерции шины разные и меньше 200 Гц, определение динамических коэффициентов (и соответственно максимальных напряжений в материале шин и нагрузок на изоляторы) проводят, как правило, на ЭВМ по специально разработанным программам. Вместе с тем шины квадратного, круглого и кольцевого сечений имеют одинаковые главные моменты инерции, поэтому их частоты собственных колебаний в плоскости изоляторов и в плоскости, перпендикулярной осям изоляторов, оказываются одинаковыми. В этом случае расчет электродинамической стойкости значительно упрощается и может проводиться в следующем порядке.

1. Определяют первые основные частоты собственных колебаний шины в одной из ее главных плоскостей инерции (например, в плоскости осей изоляторов).

2. Находят динамический коэффициент так же как для конструкции, фазы которой расположены в одной плоскости.

3. Вычисляют максимальные напряжения в материале шин, Па, и максимальные (результатирующие) нагрузки на изоляторы, Н, по формулам

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} i_{y\alpha}^2 \eta \xi_{\sigma} / (\lambda a W), \quad (6.64)$$

$$F_{\text{расч}} = \beta \sqrt{3} \cdot 10^{-7} i_{y\alpha}^2 l \eta \xi_{F} / a, \quad (6.65)$$

где ξ_{σ} и ξ_{F} — коэффициенты, значения которых приведены в табл. 6.14.

4. Сопоставляют наибольшие напряжения в материале с допустимым.

Таблица 6.14. Значения коэффициентов ξ_{σ} и ξ_{F}

Расположение шин по вершинам треугольника	ξ_{F}	ξ_{σ} для шин	
		круглого и кольцевого сечений	квадратного сечения
Прямоугольного равнобедренного (см. рис. 6.22, б)	0,95	0,95	1,16
Равностороннего (см. рис. 6.22, в)	1	1	1,39
Равностороннего (см. рис. 6.22, г)	1	1	1,21

Расчет шинных конструкций с упругоподатливыми опорами. Расчет максимальных напряжений в материале шин и нагрузок на изоляторы в конструкциях с упругоподатливыми опорами проводится в следующем порядке [2.3].

1. Определяют приведенную (эквивалентную сосредоточенную) массу опоры, кг,

$$M = c_{оп} / (2\pi f_{оп})^2, \quad (6.66а)$$

где $c_{оп}$ — жесткость опоры, Н/м; $f_{оп}$ — частота собственных колебаний опоры, Гц.

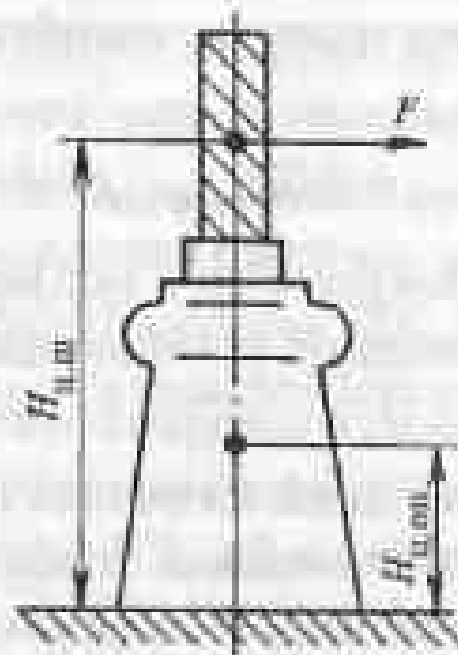


Рис. 6.27. К расчету приведенной массы опоры

Жесткость и частоту собственных колебаний опоры можно принять равными соответственно жесткости $c_{оп}$ и частоте собственных колебаний $f_{оп}$ изолятора, если основание или надставка изолятора не являются колоннами (высота которых близка к высоте изолятора).

Приведенную массу приближенно можно вычислить по формуле

$$M = M_{оп} (H_{u,оп}/H_{u,ш})^2, \quad (6.666)$$

где $M_{оп}$ — масса опоры, кг; $H_{u,оп}$, $H_{u,ш}$ — расстояния от основания опоры до центра масс опоры (изолятора) и центра масс поперечного сечения шины (рис. 6.27).

2. Находят безразмерные параметры шинной конструкции $M/(ml)$ и $c_{оп}l^3/(EJ)$.

3. Определяют параметры частоты r_i по [2.3]. Если $c_{оп}l^3/(EJ) > 3000$, опоры шин можно принять абсолютно жесткими и параметр r_i равным значениям, указанным в табл. 6.12.

4. По (6.57) вычисляют частоту собственных колебаний шинной конструкции. Дальнейший расчет наибольших нагрузок на изоляторы и напряжений в материале шин проводят так же, как для конструкций с жесткими опорами.

Пример 6.7.1 [2.3]. Проверить на электродинамическую стойкость шинную конструкцию в цепи трансформатора собственных нужд ТЭЦ (см. рис. 6.1). Шины расположены в одной плоскости, расстояние между фазами $a = 0,7$ м; длина пролета шины $l = 1,2$ м. Согласно результатам расчетов (см. Пример 6.3) в цепи трансформатора собственных нужд выбраны алюминиевые шины прямоугольного сечения 100×6 мм. Масса шины $m = 1,612$ кг/м [2.3]. Ударный ток КЗ в этой цепи $i_{уд} = 249,2$ кА (см. Пример 6.5.2).

Предварительно определяем момент инерции и момент сопротивления поперечного сечения шины. Согласно табл. 6.13

$$J = bh^3/12 = 0,6 \cdot 10^3/12 = 50 \text{ см}^4 = 50 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4;$$

$$W = bh^2/6 = 0,6 \cdot 10^2/6 = 10 \text{ см}^3 = 10 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

В РУ напряжением 10 кВ используются шины многопролетные неразрезные, а изоляторы абсолютно жесткие. Поэтому расчетной схемой шинной конструкции служит балка с жестким опиранием на неподвижные опоры (см. схему 3, в табл. 6.12), параметр частоты которой $r_1 = 4,73$, а коэффициенты $\beta = 1$ и $\lambda = 12$.

По (6.57) вычисляем первую частоту собственных колебаний шины. Принимая по вниманию, что модуль упругости для алюминия и алюминиевых электротехнических сплавов $E = 7 \cdot 10^{10}$ Па, получим

$$f_1 = r_1^2 \sqrt{EJ/m/2\pi l^2} = 4,73^2 \sqrt{7 \cdot 10^{10} \cdot 50 \cdot 10^{-8} / 1,612 / [2\pi(1,2)^2]} = 364 \text{ Гц}.$$

Частота собственных колебаний шины больше 200 Гц. Следовательно, динамический коэффициент равен $\eta = 1$.

По (6.49) определяем наибольшие электродинамические нагрузки при трехфазном КЗ:

$$F_{расч} = F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 247,7^2 \cdot 10^6 / 0,7 = 15\,139 \text{ Н/м}.$$

Вычисляем максимальные напряжения в материале шин по (6.59а)

$$\sigma_{расч} = F_{расч} l^2 \eta / (\lambda W) = 15\,139 \cdot 1,2^2 / 12 \cdot 10 \cdot 10^{-6} = 181 \cdot 10^6 \text{ Па} = 181 \text{ МПа}.$$

Допустимое напряжение наиболее прочного электротехнического алюминиевого сплава марки АД31Т1 составляет 136 МПа (см. табл. 6.11), что меньше $\sigma_{расч}$. Следовательно, шины не удовлетворяют условию электродинамической стойкости (6.52). Для снижения напряжения в материале шин можно уменьшить длину пролета. Наибольшая допустимая длина пролета в соответствии с (6.59) определяется из соотношения:

$$\sigma_{расч} / \sigma_{доп} = l^2 / l_{доп}^2,$$

откуда

$$l_{доп} = l \sqrt{\sigma_{доп} / \sigma_{расч}} = 1,2 \sqrt{136 / 181} = 1,04 \text{ м}.$$

Примем длину пролета $l = 1$ м. Нетрудно убедиться, что частота собственных колебаний шины в этом случае будет значительно больше 200 Гц. Следовательно, динамический коэффициент также равен 1. Наибольшие напряжения в материале шины составят

$$\sigma_{расч} = 15\,139 \cdot 1,0^2 / 12 \cdot 10 \cdot 10^{-6} = 126 \cdot 10^6 \text{ Па} = 126 \text{ МПа} < \sigma_{доп} = 136 \text{ МПа}.$$

По (6.60а) находим максимальные нагрузки на изоляторы, $F_{расч} = 1 \cdot 15\,139 \cdot 1 = 15\,139$ Н.

Предварительно выбираем изоляторы ИОР-10-25,00 УХЛЗ с разрушающей нагрузкой 25 кН [2.3, табл. 5.7]. Изоляторы имеют внутреннюю заделку арматуры (см. рис. 6.23, а). Поэтому расстояние от головки до опасного сечения изолятора равно высоте изолятора, т.е. 130 мм. Расстояние от вершины изолятора до центра масс поперечного сечения шины составляет

$$h = 0,5b = 0,5 \cdot 6 = 3 \text{ мм}.$$

Расстояние h невелико, поэтому отношение $h/(h+H) = 1$ и допустимая нагрузка на изоляторы, согласно (6.55),

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 20 \cdot 10^3 = 12000 \text{ Н} < F_{расч}.$$

Условие электродинамической стойкости изоляторов (6.53) не выполняется. Выбираем изоляторы ИО-10-30,00 УЗ, допустимая нагрузка которых

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 20 \cdot 10^3 = 12000 \text{ Н} > F_{расч} = 15\,139 \text{ Н}.$$

Изоляторы ИО-10-30,00 УЗ удовлетворяют условию электродинамической стойкости (6.53).

Пример 6.7.2 [2.3]. Определить количество прокладок в двухполосной шине и марку изоляторов для открытого токопровода в электроустановке 10 кВ.

Шины изготовлены из технического алюминия марки АД0. Сечение одной полосы пакета шины $S = h \times b = 100 \times 10 = 1000 \text{ мм}^2$. Фазы токопровода расположены в одной горизонтальной плоскости. Расстояние между фазами $a = 1,5$ м. Полосы пакета установлены на изоляторах плашмя (широкой стороной). Расстояние между осями полос пакета шины $a_s = 2b = 2 \cdot 10 = 20$ мм. Длина пролета шины $l = 1,5$ м. Ударный ток КЗ $i_{уд} = 50$ кА.

Моменты инерции и моменты сопротивления полосы (элемента) и шины составляют:

$$J_s = hb^3/12 = 100 \cdot 10^3/12 = 8333 \text{ мм}^4 = 8,333 \cdot 10^6 \text{ м}^4;$$

$$W_y = hb^2/6 = 100 \cdot 10^2/6 = 1667 \text{ мм}^3 = 1,667 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3;$$

$$J = 2bh^3/12 = 2 \cdot 10 \cdot 100^3/12 = 1,67 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4;$$

$$W = 2bh^2/6 = 2 \cdot 10 \cdot 100^2/6 = 3,34 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3.$$

Погонная масса полосы $m_y = 2,692 \text{ кг/м}$ [2.3], а составной шины $m = 2m_y = 2 \cdot 2,692 = 5,384 \text{ кг/м}$.

По (6.57) вычисляем первую частоту собственных колебаний шины:

$$f_1 = 4,73^2 \sqrt{7 \cdot 10^{10} \cdot 1,67 \cdot 10^{-6} / 5,384 / [2\pi(1,5)^2]} = 233 \text{ Гц}.$$

Так как частота больше 200 Гц, динамический коэффициент шины $\eta = 1$.

Если прокладки установлены только в одном месте пролета (по оси изоляторов), длина пролета элемента шины $l_3 = l = 1,5 \text{ м}$. Частота собственных колебаний полосы, согласно (6.57), равна

$$f_1 = 4,73^2 \sqrt{7 \cdot 10^{10} \cdot 8,333 \cdot 10^{-9} / 2,692 / [2\pi(1,5)^2]} = 23,3 \text{ Гц}.$$

По кривой (см. рис. 6.25) определяем динамический коэффициент элемента шины $\eta_3 = 0,98$. Таким же образом находим частоту собственных колебаний и динамические коэффициенты полосы при числе прокладок в пролете шины, равном 2 и 3 (см. табл. 6.15).

Таблица 6.15. Результаты расчета составных шин (см. Пример 6.5.2)

Число прокладок n	Длина пролета полосы $l_3, \text{ м}$	Частота собственных колебаний полосы $f_{3n}, \text{ Гц}$	Динамический коэффициент полосы, η_{3n}	Напряжение в шине, МПа	
				от взаимодействия токов полос $\sigma_{3, \text{ расч}}$	суммарное $\sigma_{\text{расч}}$
1	1,5	23,3	0,98	280,7	285,6
2	0,75	93,2	2,7	189,5	194,4
3	0,5	209,8	1,0	31,2	36,1

Наибольшие напряжения в материале шины от взаимодействия токов разных фаз вычисляем по (6.59б) так:

$$\sigma_{3, \text{ расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,5^2 \cdot 50^2 / (12 \cdot 0,5 \cdot 3,33 \cdot 10^{-5}) = 4,88 \text{ МПа}.$$

Определим коэффициент формы $k_{\text{Ф}}$ полосы пакета шины. Для этого вычисляем $(a_3 - b)/(h + b) = (20 - 10)/(100 + 10) = 0,091$ и $b/h = 10/100 = 0,1$ и по кривым рис. 6.19 находим коэффициент $k_{\text{Ф}} = 0,4$. По (6.50) вычисляем наибольшую электродинамическую нагрузку от взаимодействия полос пакета:

$$F_{3, \text{ расч}} = 0,4 \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot 50^2 \cdot 10^6 / (0,02 \cdot 4) = 2500 \text{ Н/м}.$$

Согласно (6.59а) наибольшие напряжения в материале шины от взаимодействия полос пакета при $n = 1$:

$$\sigma_{3, \text{ расч}} = 2500 \cdot 1,5^2 \cdot 0,98 / (12 \cdot 1,67 \cdot 10^{-6}) = 280,7 \cdot 10^6 \text{ Па} = 280,7 \text{ МПа};$$

при $n = 2$ — 189,5 МПа и $n = 3$ — 31,2 МПа.

По (6.61) находим максимальное напряжение в двухполосной шине. Например, при $n = 3$

$$\sigma_{\text{расч}} = 4,88 + 31,2 = 36,08 \text{ МПа}.$$

Наибольшие напряжения при других значениях n приводятся в табл. 6.15.

Временное сопротивление разрыву и допустимое напряжение технического алюминия марки АД0 соответственно $\sigma_{\text{в}} = 70 \text{ МПа}$ и $\sigma_{\text{доп}} = 0,7 \cdot 70 = 49 \text{ МПа}$ (см. табл. 6.11). Таким образом, при одной и двух прокладках в пролете напряжение в шине значительно превышает допустимое значение. Условие (6.52) выполняется, если число прокладок между полосами пакета будет не менее трех.

Максимальные нагрузки на изоляторы, согласно (6.60б),

$$F_{\text{тmax}} = 1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 50^2 \cdot 10^6 \cdot 1 / 0,5 = 1299 \text{ Н}.$$

Предварительно выбираем изоляторы ИО-10-3,75 УЗ [2.3]. Изоляторы имеют внутреннюю заделку арматуры (см. рис. 6.23, а), поэтому расстояние от головки до опасного сечения изолятора H равно высоте изолятора, т.е. 120 мм. Расстояние от вершины изолятора до центра масс поперечного сечения шины

$$H = b + 0,5b = 10 + 5 = 15 \text{ мм}.$$

По (6.63а) вычисляем допустимую нагрузку при изгибе изоляторов

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3750 \cdot 120 / (15 + 20) = 2000 \text{ Н}.$$

Так как $F_{\text{тmax}} < F_{\text{доп}}$, изоляторы ИО-10-3,75 УЗ удовлетворяют условию электродинамической стойкости (6.53).

Пример 6.7.3 [2.3]. Определить марку алюминиевого сплава, из которого изготовлены шины, и тип изолятора шинной конструкции, фазы которой расположены по вершинам прямоугольного равнобедренного треугольника (см. рис. 6.23, б). Шины имеют полый профиль с каналом квадратного сечения «труба квадратная». Высота стенки шины $h_1 = 60 \text{ мм}$, толщина $\delta = 4 \text{ мм}$. Длина пролета $l = 1,5 \text{ м}$; расстояние между фазами $a = 0,5 \text{ м}$. Ударный ток КЗ составляет 65 кА. Номинальное напряжение электроустановки 10 кВ.

Высота внутренней части стенки шины

$$h_2 = h_1 - 2\delta = 60 - 2 \cdot 4 = 52 \text{ мм}.$$

Момент инерции и момент сопротивления профилей «труба квадратная» определяются по формулам:

$$J = (h_1^4 - h_2^4) / 12 = (6^4 - 5,2^4) / 66 = 47,1 \text{ см}^4 = 47,1 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4;$$

$$W = (h_1^4 - h_2^4) / 6h_1 = 15,7 \text{ см}^3 = 15,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Погонная масса шины $m = 2,319 \text{ кг/м}$ [2.3].

По (6.57) вычисляем частоту собственных колебаний шины в одной из главных плоскостей инерции:

$$f_1 = 4,73^2 \sqrt{7 \cdot 10^{10} \cdot 47,1 \cdot 10^{-8} / 2,319 / [2\pi(1,5)^2]} = 189 \text{ Гц}.$$

По кривой на рис. 6.25 находим динамический коэффициент $\eta = 1,05$, а по табл. 6.14 — коэффициенты $\xi_{\text{от}} = 1,16$ и $\xi_{\text{р}} = 0,95$.

По (6.64) и (6.65) вычисляем максимальные напряжения в материале шины и нагрузки на изоляторы:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,5 \cdot 65^2 \cdot 1,05 \cdot 1,16 / 12 \cdot 0,5 \cdot 15,7 \cdot 10^{-6} = 21,3 \text{ МПа};$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,5 \cdot 65^2 \cdot 10^6 \cdot 1,05 \cdot 0,95 / 0,5 = 2190 \text{ Н}.$$

В конструкции могут быть использованы шины, изготовленные из сплава марки АД0, допустимое напряжение которого $\sigma_{\text{доп}} = 49 \text{ МПа}$ (см. табл. 6.11) больше $\sigma_{\text{расч}}$. Сначала выбираем изоляторы с внутренним креплением арматуры ИО-10-3,75 УЗ [2.3], где нагрузка на изгиб и растяжение составляет 3,75 кН, а высота изгиба — 120 мм. Принимая во внимание, что расстояние от вершины изолятора до центра масс сечения шины $h \approx h_1/2 = 30 \text{ мм}$ и высота изолятора примерно равна расстоянию от опасного сечения до его вершины H , определяем по формулам (6.63а), (6.63б) допустимые изгибающие и растягивающие нагрузки

$$F_{\text{доп, из}} = 0,6 \cdot 3750 \cdot 120 / (30 + 120) = 1800 \text{ Н} < F_{\text{расч}};$$

$$F_{\text{доп, раст}} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н} > F_{\text{расч}}.$$

Изоляторы ИО-10-3,75 УЗ не удовлетворяют условию (6.62а). Проверим изоляторы ИО-10-7,50 УЗ, у которых $F_{\text{раст}} = 7,5 \text{ кН}$, $H_{\text{от}} = H = 120 \text{ мм}$ [2.3, табл. 5.7]. Допустимые изгибающие и растягивающие нагрузки изоляторов

$$F_{\text{доп, из}} = 0,6 \cdot 7500 \cdot 120 / (30 + 120) = 3600 \text{ Н} > F_{\text{расч}};$$

$$F_{\text{доп, раст}} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н} > F_{\text{расч}}.$$

Таким образом, могут быть установлены изоляторы ИО-10-7,50 УЗ, которые удовлетворяют условию электродинамической стойкости (6.63а), (6.63б).

6.4. Термическое действие токов короткого замыкания

При протекании тока КЗ температура проводника повышается. Длительность процесса КЗ обычно мала (в пределах нескольких секунд), поэтому тепло, выделяющееся в проводнике, не успевает передаться в окружающую среду и практически целиком идет на нагрев проводника.

Поскольку ток КЗ значительно превышает ток рабочего режима, нагрев проводника может достигать опасных значений, приводя к плавлению или обугливанию изоляции, деформации и плавлению токоведущих частей и т.п.

Критерием термической стойкости проводника является допустимая температура его нагрева токами КЗ. Поэтому проводник или аппарат следует считать термически стойким, если его температура в процессе КЗ не превышает допустимых значений.

В табл. 6.16 приведены значения допустимых температур нагрева проводников разных типов. Они определены по условию сохранения механической прочности металла для проводников без изоляции и устойчивости изоляции к нагреву для изолированных.

Таблица 6.16. Допустимые температуры нагрева $\vartheta_{к, доп}$

Проводник	$\vartheta_{к, доп}$ °С
Шины:	
медные	300
алюминиевые	200
стальные, не имеющие непосредственного соединения с аппаратами	400
стальные с непосредственным присоединением к аппаратам	300
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение, кВ:	
до 10	200
20—35	130
110—220	125
Кабели и изолированные провода с медными и алюминиевыми жилами и изоляцией из:	
поливинилхлорида	160
резины	150
резины повышенной термостойкости	250
полиэтилена	130
вулканизированного полиэтилена (номинальное напряжение кабеля до 35 кВ)	250
Медные неизолированные провода при тяжениях, Н/мм²:	
менее 20	250
20 и более	200
Алюминиевые неизолированные провода при тяжениях, Н/мм²:	
менее 10	200
10 и более	160
Алюминиевая часть сталеалюминевых проводов	200

Определить температуру нагрева проводников в процессе КЗ можно следующим путем. При КЗ за время dt в проводнике выделяется определенное количество теплоты

$$dQ = I_{кt}^2 r_{\vartheta} dt, \quad (6.67)$$

где $I_{кt}$ — действующее значение полного тока КЗ в момент времени t КЗ; r_{ϑ} — активное сопротивление проводника при его температуре ϑ :

$$r_{\vartheta} = \rho_0(1 + \alpha\vartheta)/s,$$

здесь ρ_0 — удельное активное сопротивление проводника при $\vartheta = 0$; l — длина проводника; s — его сечение; α — температурный коэффициент сопротивления.

Практически все количество теплоты идет на нагрев проводника

$$dQ = Gc_{\vartheta}d\vartheta, \quad (6.68)$$

где G — масса проводника; c_{ϑ} — удельная теплоемкость материала проводника при температуре ϑ .

Известно, что $G = \gamma ls$, где γ — плотность материала проводника, и $c_{\vartheta} = c_0(1 + \beta\vartheta)$, где c_0 — теплоемкость проводника при $\vartheta = 0$ °С; (β — температурный коэффициент теплоемкости).

Таким образом, процесс нагрева при КЗ выразится уравнением

$$I_{кt}^2 r_{\vartheta} dt = Gc_{\vartheta}d\vartheta. \quad (6.69)$$

После подстановки в уравнение (6.69) развернутых значений, $r_{\vartheta}G$, c_{ϑ} и перегруппировки членов получим:

$$(I_{кt}^2 r_{\vartheta} dt)/s^2 = [\gamma c_0(1 + \beta\vartheta)/\rho_0(1 + \alpha\vartheta)] d\vartheta.$$

Проинтегрируем уравнение соответственно переменным: левую часть уравнения от 0 до $t_{откл}$ (время отключения), а правую — от $\vartheta_{нач}$ до $\vartheta_{кон}$ (начальное и конечное значения температур при КЗ):

$$(1/s^2) \int_0^{t_{откл}} I_{кt}^2 dt = \int_{\vartheta_{нач}}^{\vartheta_{кон}} \gamma [c_0(1 + \beta\vartheta)/\rho_0(1 + \alpha\vartheta)] d\vartheta. \quad (6.70)$$

Обозначим $B_{\kappa} = \int_0^{t_{откл}} I_{кt}^2 dt$ — интеграл Джоуля, пропорциональный количеству теплоты, выделенной током КЗ в проводнике. Метод вычисления B_{κ} изложен ниже. Значение правой части (6.70) обозначим как $f_{н}/k$ при $\vartheta_{н}$ и $f_{к}/k$ при $\vartheta_{к}$, где k — коэффициент, учитывающий удельное сопротивление и эффективную теплоемкость проводника (табл. 6.17).

Величина f является, как это видно из (6.70), сложной функцией температуры проводника, и если принять f независимой переменной, то можно записать $\vartheta = \varphi(f)$. Зависимость $\vartheta = \varphi(f)$ приводится в справочной литературе (см., например, [2.3]) и представлена, в частности, на рис. 6.28.

Таблица 6.17. К определению коэффициента k

Проводник	Значение коэффициента k
Алюминиевые шины, алюминиевые провода без изоляции, кабели с алюминиевыми жилами и пластмассовой изоляцией, кабели с алюминиевыми сплошными жилами и бумажной пропитанной изоляцией:	1,054
то же с медными жилами	0,4570
Кабели с алюминиевыми многопроволочными жилами и бумажной пропитанной изоляцией:	0,9350
то же с медными жилами	0,4186

С учетом принятых обозначений интегральное выражение (6.70) примет вид:

$$(1/s^2)B_k = (1/k)(f_{кон} - f_{нач}),$$

или

$$f_{кон} = f_{нач} + kB_k/s^2. \quad (6.71)$$

Уравнение (6.71) является исходным для определения температуры проводника $\vartheta_{кон}$ к концу КЗ. Величину $f_{нач}$ характеризующую тепловое состояние проводника к моменту начала КЗ, можно определить по кривой рис. 6.28 с учетом температуры проводника в предшествующем режиме работы $\vartheta_{нач}$.

Температуру $\vartheta_{нач}$ определяют по формуле

$$\vartheta_{нач} = \vartheta_0 + (\vartheta_{доп} - \vartheta_{оном})(I_{max}/I_{доп})^2,$$

где ϑ_0 — температура окружающей среды; $\vartheta_{доп}$ — длительно допустимая температура проводника; $\vartheta_{оном}$ — номинальная температура окружающей среды (согласно ПУЭ $\vartheta_{оном} = 25^\circ\text{C}$ для воздуха, 15°C — для земли и воды); I_{max} — максимальный ток нагрузки; $I_{доп}$ — длительно допустимый ток проводника.

Если к $f_{нач}$ прибавить величину kB_k/s^2 , определяемую по известным значениям токов КЗ I_k , коэффициента k (см. табл. 6.17) и сечения исследуемого проводника, то по (6.71) получим значение $f_{кон}$.

По кривым на рис. 6.28, используя $f_{кон}$, определяют конечное значение температуры проводника в режиме КЗ $\vartheta_{кон}$. Если $\vartheta_{кон} \leq \vartheta_{кон, доп}$, то проводник термически стоек.

Определение B_k для оценки термической стойкости производится приближенным способом из-за сложной зависимости тока КЗ от времени. При этом полный интеграл Джоуля разбивается на две составляющие с учетом структуры полного тока КЗ по выражению (6.40):

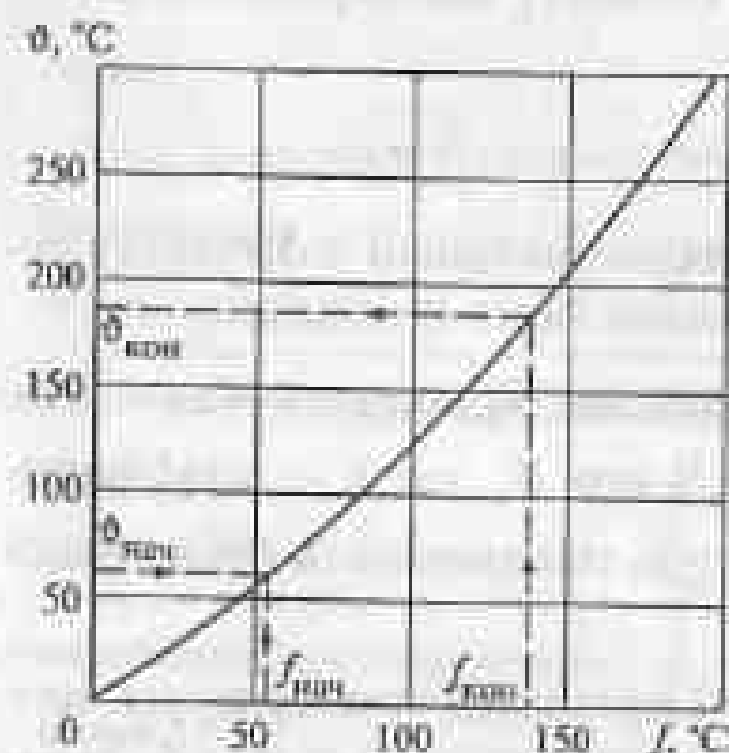


Рис. 6.28. Кривая для определения температур проводников при КЗ

$$B_k = \int_0^{t_{откл}} I_{kt}^2 dt = \int_0^{t_{откл}} (I_{отп}^2 + i_{отп}^2) dt = \int_0^{t_{откл}} I_{отп}^2 dt + \int_0^{t_{откл}} i_{отп}^2 dt = B_{ktп} + B_{ktн}. \quad (6.72)$$

Здесь $B_{ktп}$, $B_{ktн}$ — интегралы Джоуля соответственно от периодической и аperiodической составляющих.

Интеграл Джоуля определяется в зависимости от местонахождения точки КЗ. Можно выделить три характерных схемы (по аналогии с расчетом тока КЗ).

1. При удаленном КЗ применяется радиальная схема, содержащая одну ветвь с источником практически неизменной по амплитуде ЭДС, т.е. отношение действующего значения периодической составляющей тока любого генератора (синхронного компенсатора) в начальный момент КЗ к его номинальному току не достигает двух, то путем преобразования эквивалентной схемы замещения все источники энергии (генераторы, синхронные компенсаторы и источники более удаленной части системы) следует заменить одним эквивалентным источником, ЭДС которого считать неизменной по амплитуде, а индуктивное сопротивление равным результирующему эквивалентному сопротивлению расчетной схемы. При этом интеграл Джоуля определяется по формуле

$$B_k = \int_0^{t_{откл}} I_{отп}^2 dt + \int_0^{t_{откл}} i_{отп}^2 dt = I_{отп0}^2 t_{откл} + \int_0^{t_{откл}} 2I_{отп0}^2 e^{-2t/T_n} dt = I_{отп0}^2 t_{откл} + I_{отп0}^2 T_n (1 - e^{-2t_{откл}/T_n}),$$

где $I_{отп0}$ — действующее значение периодической составляющей тока КЗ от эквивалентного источника энергии (системы), А; T_n — постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ от эквивалентного источника:

$$T_n = X_{эк}(R=0)/\omega R_{эк}(\chi=0),$$

где $X_{эк}(R=0)$ и $\omega R_{эк}(\chi=0)$ — результирующие эквивалентные сопротивления расчетной схемы, найденные путем учета соответственно только индуктивных и активных сопротивлений элементов этой схемы.

В тех случаях, когда $t_{откл} \geq T_n$ интеграл Джоуля можно определять по более простой формуле

$$B_k = I_{отп0}^2 (t_{откл} + T_n). \quad (6.73)$$

Такой способ рекомендуется при вычислении импульса квадратичного тока КЗ в цепях понижающих подстанций (исключение составляют КЗ на шинах 3—10 кВ подстанций, к которым подключены крупные электродвигатели или синхронные компенсаторы), в цепях высшего напряжения электростанций, в цепях генераторного напряжения электростанций, если место КЗ находится за реактором.

2. Если исходная расчетная схема содержит один или несколько однотипных генераторов (синхронных компенсаторов), причем последние находятся в одинаковых условиях относительно расчетной точки КЗ (все машины или блоки присоединены к общим шинам), а расчетное КЗ является близким, т.е. начальное действующее значение периодической составляющей тока генератора (синхронного компенсатора) превышает его номинальный ток в два раза и более, то интеграл Джоуля следует вычислять, используя выражение

$$B_k = I_{п0G}^2 [B_{kG} t_{откл} + T_{aG} (1 - e^{-2t_{откл}/T_{aG}})],$$

где $I_{п0G}$ — начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от генератора (синхронного компенсатора), А; T_{aG} — постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ от генератора (синхронного компенсатора), с; B_{kG} — относительный интеграл Джоуля от генератора,

$$B_{kG} = \int_0^{t_{откл}} I_{пG}^2 dt / I_{п0G}^2 t_{откл},$$

где $I_{пG}$ — действующее значение периодической составляющей тока КЗ от генератора (синхронного компенсатора) в произвольный момент времени, А.

Значения относительного интеграла Джоуля при разных удаленностях расчетной точки КЗ от генератора (синхронного компенсатора) $I_{п0Gном}$, т.е. разных отношениях начального действующего значения периодической составляющей тока машины к ее номинальному току, могут быть определены по кривым (рис. 6.29).

При $t_{откл} \geq T_{aG}$ приближенно для вычисления интеграла Джоуля можно использовать формулу

$$B_k = I_{п0G}^2 (B_{kG} t_{откл} + T_{aG}).$$

3. Если исходная расчетная схема содержит произвольное количество источников энергии, для которых расчетное КЗ является удаленным, и, кроме того, генератор (синхронный компенсатор), который при КЗ оказывается связанным с точкой КЗ по радиальной схеме и для которого это КЗ является близким, то интеграл Джоуля от периодической составляющей тока КЗ следует рассчитывать по формуле

$$B_{kн} = (I_{п.с}^2 + 2I_{п.с}I_{п0G} Q_{kG} + I_{п0G}^2 B_{kG}) t_{откл}, \quad (6.74)$$

где $I_{п.с}$ — действующее значение периодической составляющей тока КЗ от удаленных источников энергии, А; Q_{kG} — относительный интеграл от периодической составляющей тока в месте КЗ, обусловленного действием генератора,

$$Q_{kG} = \int_0^{t_{откл}} I_G dt / I_{п0G} t_{откл}.$$

Значение относительного интеграла Q_{kG} при разных удаленностях расчетной точки КЗ от генератора (синхронного компенсатора) находят по кривым (рис. 6.30). Интеграл Джоуля от аperiodической составляющей тока КЗ

$$B_{ka} = I_{п.с}^2 T_{a.зк} (1 - e^{-2t_{откл}/T_{a.зк}}) + I_{п0G}^2 T_{aG} (1 - e^{-2t_{откл}/T_{aG}}) + [4I_{п.с}I_{п0G} / (1/T_{a.зк} + 1/T_{aG})] [1 - e^{-t_{откл}(1/T_{a.зк} + 1/T_{aG})}].$$

В тех случаях, когда $t_{откл} \geq T_{aG}$ вместо (6.75) можно использовать выражение

$$B_{ka} = I_{п.с}^2 T_{a.зк} + I_{п0G}^2 T_{aG} + [4I_{п.с}I_{п0G} / (1/T_{a.зк} + 1/T_{aG})]. \quad (6.75a)$$

Для ориентировочных расчетов можно воспользоваться уравнением (6.73). При этом вычисленное значение импульса квадратичного тока КЗ будет несколько завышено, так как в действительности ток затухает. Но уточнять значение $B_{кн}$, как правило, не требуется, поскольку проводники и аппараты, выбранные в мощных присоединениях (генератор, трансформатор связи и др.), по условиям длительного режима и электродинамической стойкости имеют значительные запасы по термической стойкости.

4. Если исходная расчетная схема содержит различные источники энергии, для которых расчетное КЗ является удаленным, и группу однотипных электродвигателей (синхронных или асинхронных), а расчетная точка КЗ находится на шинах, куда подключены электродвигатели, или вблизи этих шин, то при определении интеграла Джоуля все электродвигатели допустимо заменять одним эквивалентным электродвигателем, мощность которого равна сумме номинальных мощностей отдельных электродвигателей.

При этом интеграл Джоуля от аperiodической и периодической составляющих следует вычислять, как и в предыдущем случае, согласно (6.74) и (6.75) или (6.75a). Вместо $I_{п0G}$ и T_{aG} необходимо подставлять значения соответствующих величин $I_{п0д}$ и $T_{aд}$ для эквивалентного электродвигателя, вместо B_{kG} и Q_{kG} в (6.74) — значения функций $B_{кд}$ и $Q_{кд}$ электродвигателя. Последние для синхронного электродвигателя могут быть найдены по кривым (рис. 6.31 и 6.32), а для асинхронного электродвигателя — по кривым (рис. 6.33 и 6.34).

Для пользования формулами при нахождении B_k необходимо достаточно точно определять $t_{откл}$.

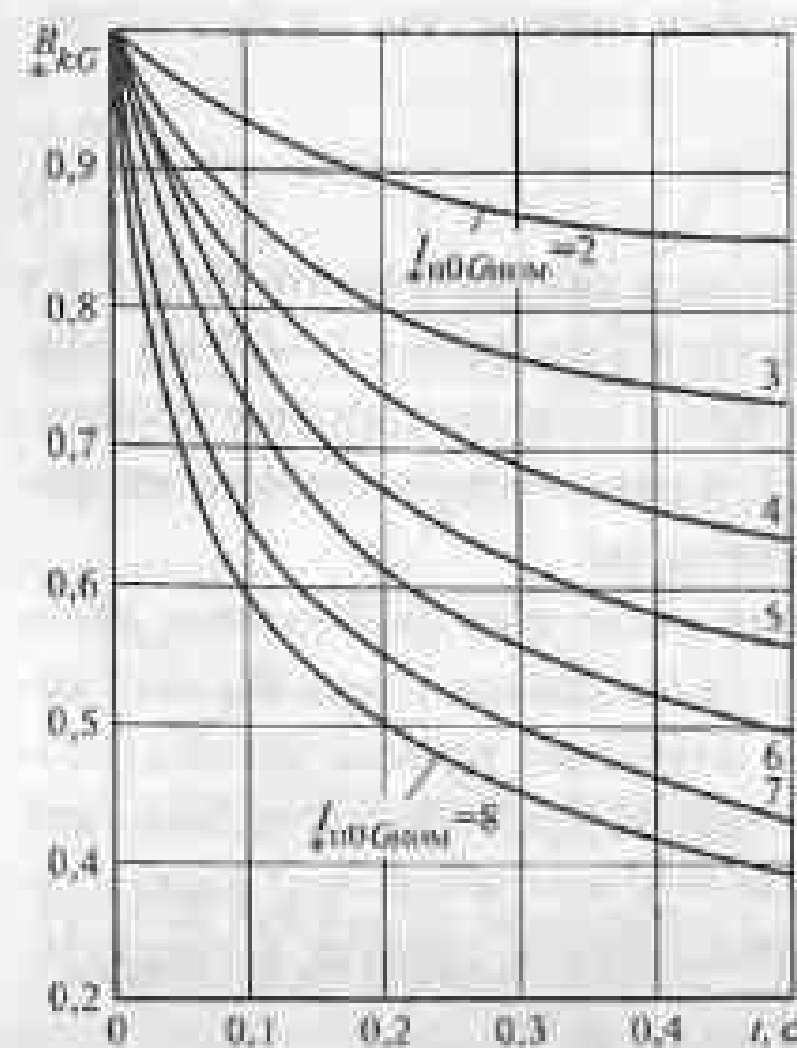


Рис. 6.29. Кривые для определения B_{kG} от синхронных генераторов с тиристорной системой возбуждения

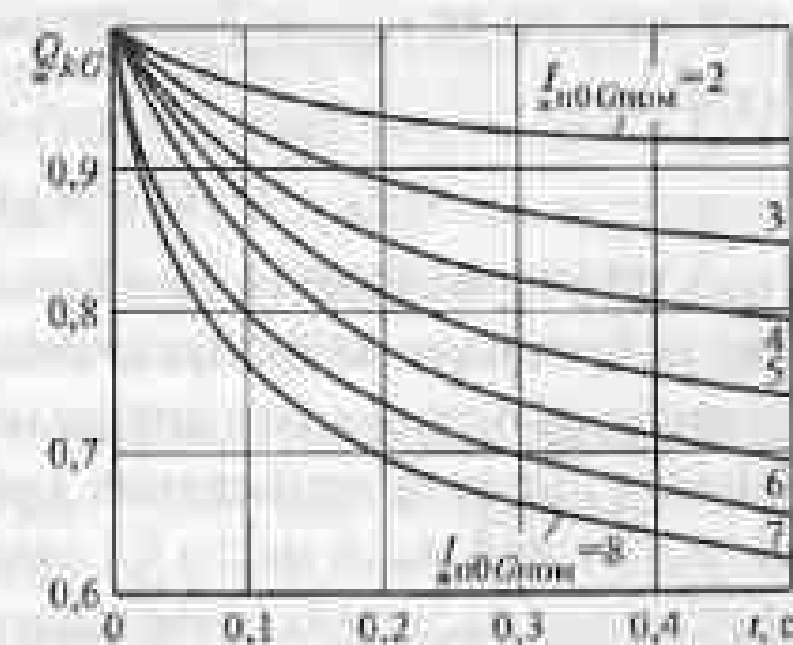


Рис. 6.30. Кривые для определения Q_{kG} от синхронных генераторов с тиристорной системой возбуждения

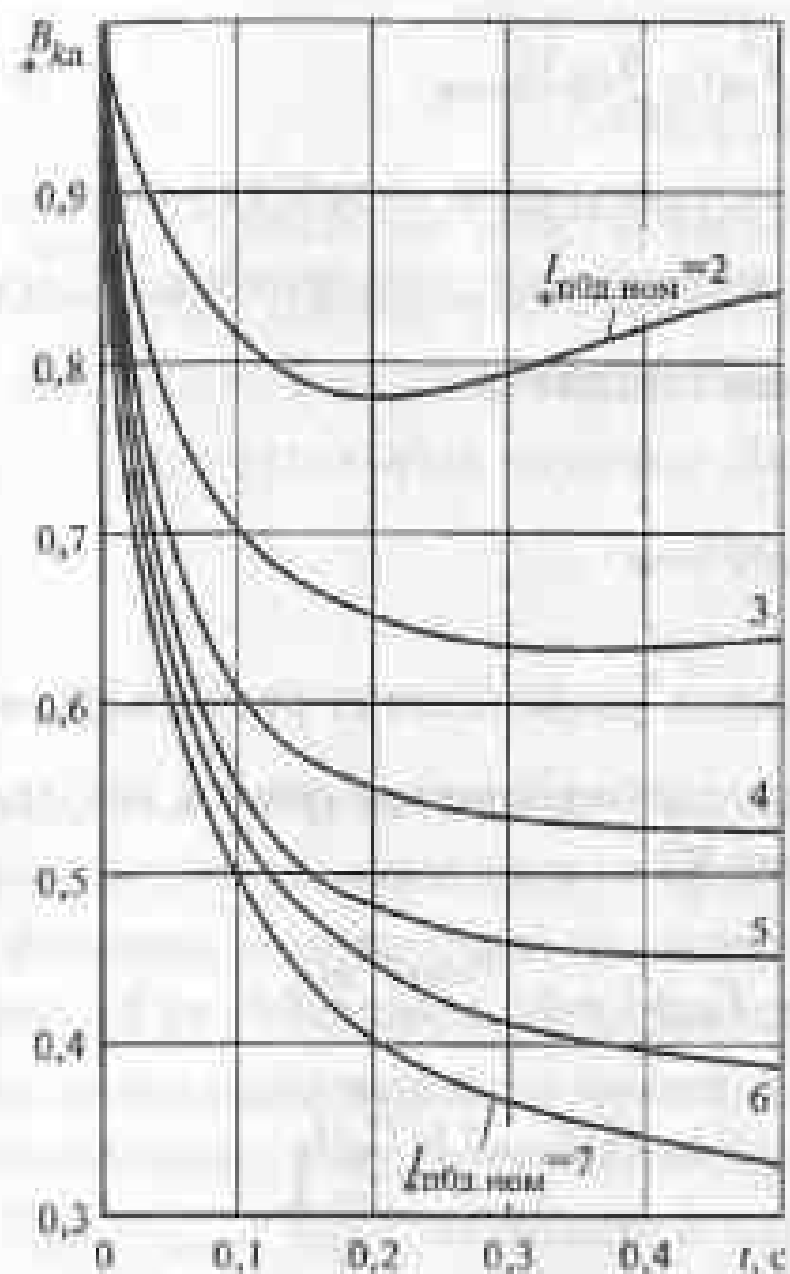


Рис. 6.31. Кривые для определения B_{kk} от синхронного электродвигателя

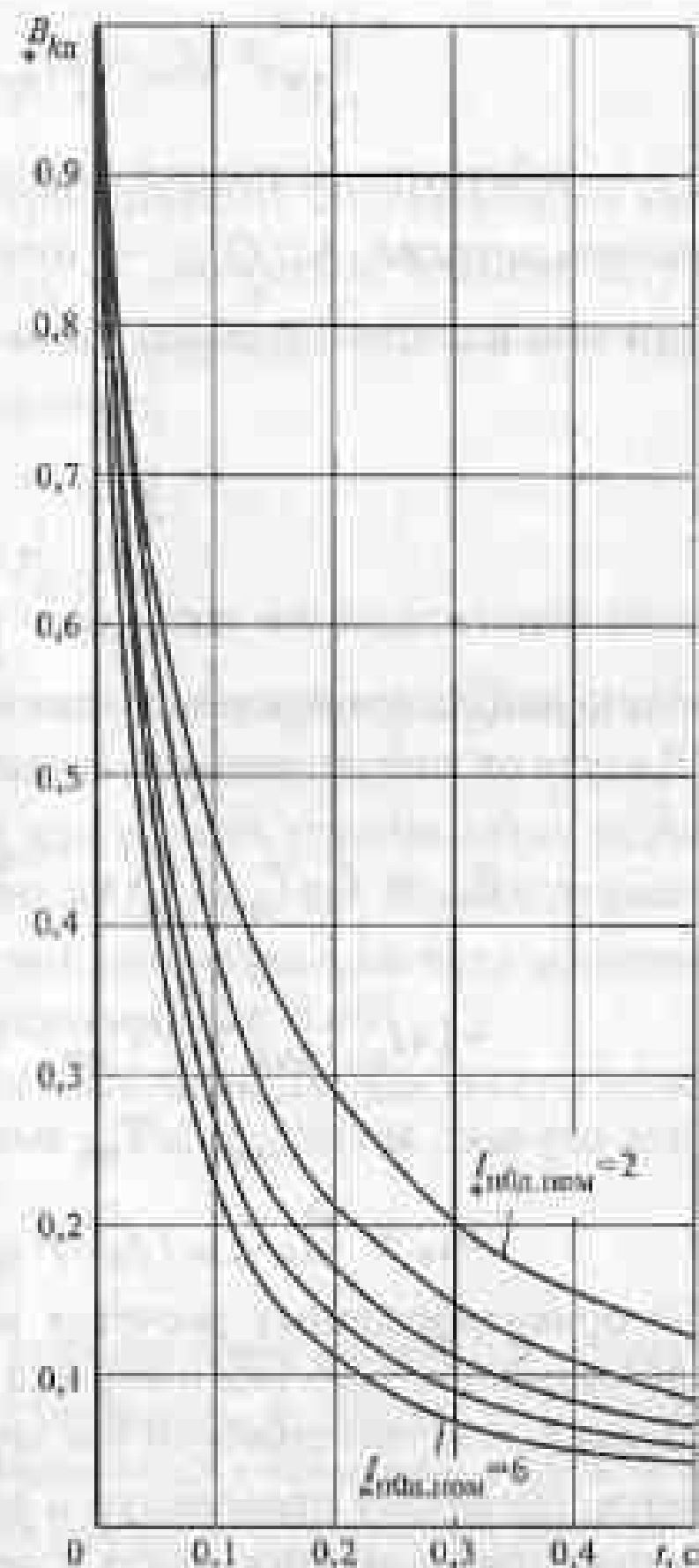


Рис. 6.33. Кривые для определения B_{kk} от асинхронного электродвигателя

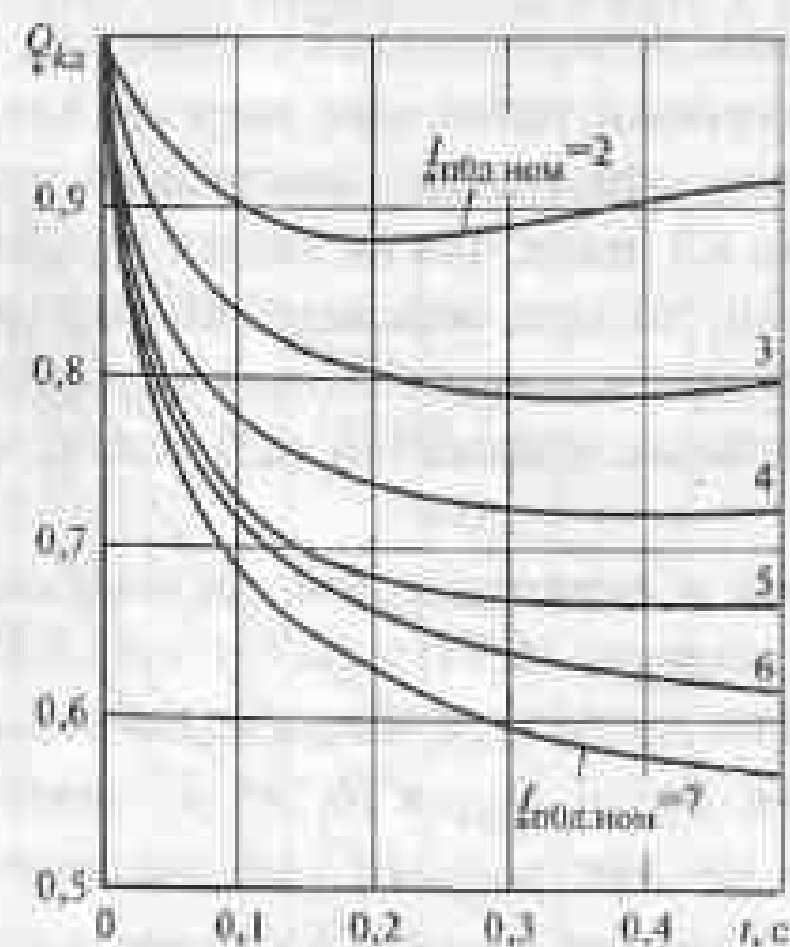


Рис. 6.32. Кривые для определения Q_{kk} от синхронного электродвигателя

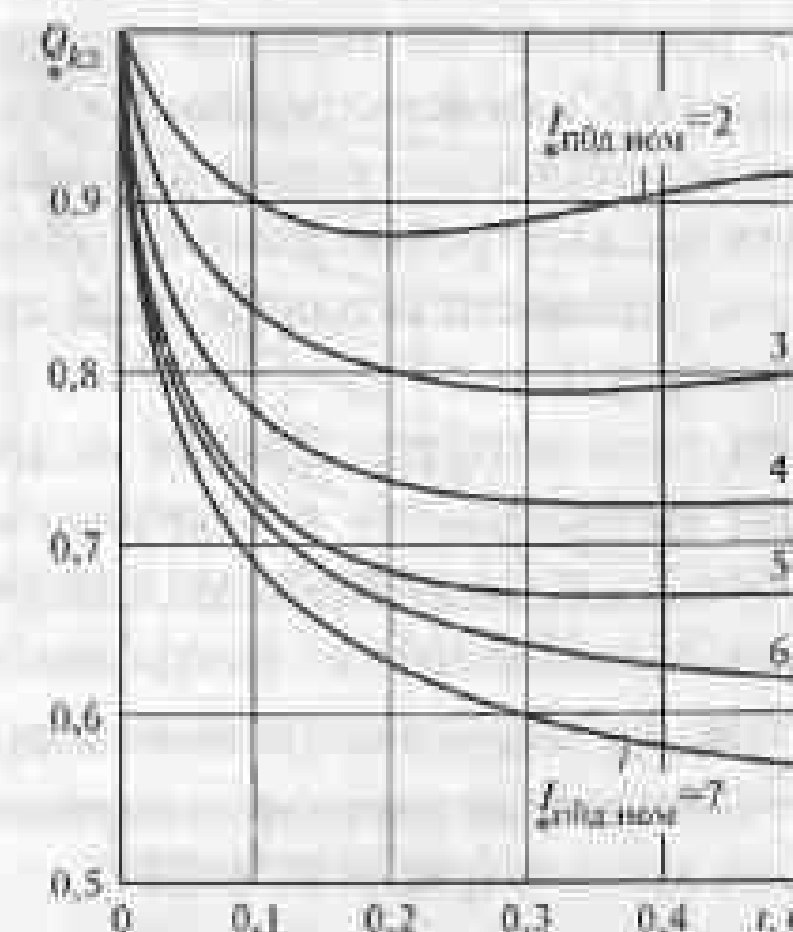


Рис. 6.34. Кривые для определения Q_{kk} от синхронного электродвигателя

Согласно ПУЭ время отключения (время действия тока КЗ) $t_{откл}$ складывается из времени действия основной релейной защиты данной цепи $t_{р.з}$ с учетом действия АПВ и собственного времени отключения выключателя $t_{в.откл}$

$$t_{откл} = t_{р.з} + t_{в.откл} \quad (6.76)$$

Действующие нормативы [6.1] рекомендуют для цепей генераторов 60 МВт и выше, учитывая их особую ответственность, принимать время $t_{откл} = 4$ с, т.е. по времени резервной защиты.

Для упрощения анализа термической стойкости проводников часто используется понятие минимального сечения проводника s_{min} .

Минимальное сечение проводника, отвечающее требованию его термической стойкости при коротком замыкании, т.е. такое сечение, которое при заданном токе КЗ обуславливает нагрев проводника до кратковременно допустимой температуры, можно определить по формуле

$$s_{min} = \sqrt{k B_k / (j_{кон.доп} - j_{нн})}. \quad (6.77)$$

Значения $j_{кон.доп}$ и $j_{нн}$ следует определять по кривым рис. 6.34 для соответствующих температур $\vartheta_{кон.доп}$ и $\vartheta_{нн}$. В приближенных расчетах минимальное сечение проводника, отвечающее требованию его термической стойкости при КЗ, можно определить по формуле

$$s_{min} = (\sqrt{B_k}) / C_T,$$

где C_T — коэффициент, значения которого приведены в табл. 6.18.

Таблица 6.18. Значение коэффициента C_T

Кабель	$C_T, \text{А с}^{1/2}/\text{мм}^2$
Напряжением ≤ 10 кВ	90
Напряжением 20—35 кВ	70
С полихлорвиниловой или резиновой изоляцией	75
С полиэтиленовой изоляцией	65

Очевидно, что проводник сечением s будет термически стойким, если выполняется условие $s \geq s_{min}$.

При выборе электрических аппаратов обычно не требуется определять температуру токоведущих частей, поскольку завод-изготовитель по данным специальных испытаний и расчетов гарантирует время и среднеквадратичный ток термической стойкости. Другими словами, в каталогах приводится значение допустимого интеграла Джоуля B_T , который выдерживается аппаратом без повреждений, препятствующих дальнейшей нормальной работе. Условие проверки термической стойкости в этом случае следующее:

$$B_k \leq B_T$$

Допустимое значение интеграла Джоуля зависит от соотношения между расчетной продолжительностью КЗ $t_{откл}$ и предельно допустимым временем воздействия нормированного тока термической стойкости $t_{т. норм}$, указываемым заводом-изготовителем аппарата. Если $t_{откл} \geq t_{т. норм}$, то

$$B_T = I_{т. норм}^2 t_{т. норм}$$

Если же $t_{откл} \leq t_{т. норм}$, то

$$B_T = I_{т. норм}^2 t_{откл}$$

В ПУЭ и руководящих указаниях оговорен ряд случаев, когда допустимо не проверять проводники и аппараты на термическую стойкость при КЗ. Это касается проводов воздушных линий при отсутствии на них быстродействующего АПВ, аппаратов и проводников цепей, защищенных плавкими предохранителями, проводников цепей трансформатора напряжения и некоторых других случаев.

Пример 6.8.1. Определим степень термического воздействия тока КЗ на кабели, питающие РП и отходящие от РП (см. Пример 6.6), для отключения которых предполагается использовать вакуумные выключатели типа ВВЭ-М-10. Наибольшее собственное время отключения для данного типа выключателей $t_{с.в.откл} = 0,06$ с.

При определении тока, кА, термической стойкости для кабелей, питающих РП (см. Пример 6.6.1), расчетная точка короткого замыкания КЗ, $I_{н0КЗ} = I_{бш} I_{н0КЗ} = 36,52$ кА; $k_{удКЗ} = 1,37$; $t_{удКЗ} = 70,75$;

$$I_T = \frac{k C_T}{\sqrt{I_{откл \max}^2 + I_{заш.п.с}^2 + I_{вКЗ}^2}} = \frac{240 \cdot 90}{\sqrt{0,6^2 + 0,84^2 + 0,05^2}} = 22,28 \text{ кА,}$$

где $C_T = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ (см. табл. 6.18).

Данные кабели термически нестойкие, так как $I_T = 22,28 \text{ кА} < I_{н0КЗ} = 36,52 \text{ кА}$.

При определении тока, кА, термической стойкости для кабелей, отходящих от РП, расчетная точка короткого замыкания КЗ,

$$I_{T2} = \frac{k C_T}{\sqrt{I_{откл \max}^2 + I_{заш.п.с}^2 + I_{вКЗ}^2}} = \frac{70 \cdot 90}{\sqrt{0,6^2 + 0,24^2 + 0,01}} = 12,355 \text{ кА,}$$

где $C_T = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ (см. табл. 6.18).

Данные кабели термически нестойкие, так как $I_T = 12,355 \text{ кА} < I_{н0КЗ} = 14,42 \text{ кА}$.

Пример 6.8.2. Выбор реактора для обеспечения термической стойкости кабелей в Примере 6.8.1.

Для ограничения токов короткого замыкания на подстанциях используют: раздельную работу трансформаторов и автотрансформаторов (на стороне низшего напряжения); трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения; групповые реакторы различного исполнения. На подстанциях с трехобмоточными автотрансформаторами раздельная работа на стороне НН дает меньший эффект из-за связи между трансформаторами через обмотки СН.

Устанавливаем групповой реактор в цепь трансформатора на НН.

Из выражения $I_T = \frac{I_0 E_0}{X_{сз} + X_{рТ}}$ найдем

$$X_{рТ} = I_0 E_0 / I_T - X_{сз} = \frac{54,986 \cdot 0,957}{22,279} - 1,441 = 0,921 \text{ (см. рис. 6.16);}$$

$$I_{н0КЗ} = \frac{I_0 E_0}{\sqrt{(X_{К40} + X_{р2})^2 + (R_{100})^2}} \text{ (рис. 6.17);}$$

$$X_{р2} = \sqrt{\left(\frac{I_0 E_0}{I_{н0КЗ}}\right)^2 - R_{100}^2 - X_{К40}} = \sqrt{\left(\frac{54,986 \cdot 0,957}{12,355}\right)^2 - 2,34^2 - 2,801} = 0,757;$$

$$X_{р} = \max\{X_{р1}, X_{р2}\} = \max\{0,921; 0,757\} = 0,921.$$

Сопротивление реактора $X_{р} = X_{р} \frac{U_0^2}{S_0} = 0,921 \cdot \frac{10,5^2}{1000} = 0,101 \text{ Ом;}$

$$I_{утк} = \frac{P_{НН \max}}{2 \sqrt{3} U_{НН \text{ ном}} \cos \varphi_{НН}} = \frac{80}{2 \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8} = 2,39 \text{ кА;}$$

Выберем реактор РБСДГ 10-2×2500-0,14.

$$I_{ном} = 2,5 \text{ кА; } x_p = 0,14 \text{ Ом; } I_{дн} = 79 \text{ кА; } I_T = 31,1 \text{ кА; } t_T = 8 \text{ с; } K_{св} = 0,52;$$

$$X_{р} = X_{р} \frac{S_0}{U_0^2} = 0,14 \cdot 1000 / 10,5^2 = 1,27.$$

Условия выбора реактора:

$$I_{ном} \geq I_{раб.об.}; 2,5 \text{ кА} > 2,39 \text{ кА;}$$

$$U_{ном} \geq U_{ном.с.};$$

$$\Delta U_{норм} \leq 1,5\%; \Delta U_{н0} \leq 5\%.$$

Расчет тока короткого замыкания за реактором (см. рис. 6.22):

$$I_{н0} = \frac{E_0}{X_{сз} + X_{р}} = \frac{0,957}{1,441 + 1,27} = 0,353$$

$$I_{н0} = I_{н0} I_{бш} = 0,353 \cdot 54,986 = 19,41 \text{ кА} < I_{Т1} = 22,279 \text{ кА;}$$

$$t_{уд} = K_{уд} I_{н0} \sqrt{2} = 1,37 \cdot 19,41 \cdot \sqrt{2} = 37,57 \text{ кА.}$$

$$\text{Нормальный режим: } I_{раб.норм} = \frac{P_{НН \text{ норм}}}{4 \sqrt{3} U_{НН \text{ ном}} \cos \varphi_{НН}} = \frac{80}{4 \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8} = 1,44 \text{ кА.}$$

Потери напряжения в реакторе:

$$\Delta U_{норм} = X_{р} (1 - K_{св}) \sqrt{3} I_{раб.норм} 100 \sin \varphi / U_{ном} = 0,14(1 - 0,52) \sqrt{3} \cdot 1,44 \cdot 100 \cdot 0,6 / 10 = 1,005\%.$$

$$\text{Послеаварийный режим: } I_{утк} = \frac{P_{НН \max}}{2 \sqrt{3} U \cos \varphi} = 2,88 \text{ кА.}$$

Потери напряжения в послеаварийном режиме:

$$\Delta U_{п.ав} = X_{р} (1 - K_{св}) \sqrt{3} I_{утк} 100 \sin \varphi / U_{ном} = 0,14(1 - 0,52) \sqrt{3} \cdot 2,88 \cdot 100 \cdot 0,6 / 10 = 2,01\%.$$

Потери напряжения в нормальном режиме $\Delta U_{\text{норм}} = 1,005\% < \Delta U_{\text{норм, доп}} = 1,5\%$ и в послеварийном режиме $\Delta U_{\text{посл}} = 2,01\% < \Delta U_{\text{посл, доп}} = 5\%$.

Рассчитаем ток КЗ в точке К4:

$$I_{\text{п0К4}} = \frac{E_{\text{с.б}}}{\sqrt{(X_{\text{К4Б}} + X_{\text{р}})^2 + (R_{\text{10Б}})^2}} = \frac{0,957}{\sqrt{(2,801 + 1,27)^2 + 2,34^2}} = 0,201;$$

$$I_{\text{п0К4}} = I_{\text{бп}} I_{\text{п0К4}} = 54,986 \cdot 0,201 = 11,05 \text{ кА};$$

$$k_{\text{удК4}} = 1,37 \text{ (см. табл. 6.6);}$$

$$i_{\text{удК4}} = \sqrt{2} I_{\text{п0К4}} k_{\text{удК4}} = \sqrt{2} \cdot 11,05 \cdot 1,37 = 21,41 \text{ кА},$$

$$I_{\text{п0К4}} = 11,05 < 12,355 = I_{\text{к2}}.$$

Выбранный реактор удовлетворяет предъявляемым требованиям.

6.5. Выбор выключателей и разъединителей

В соответствии с ГОСТ 687-78 выключатели выбираются по следующим условиям:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм, расч}}$$

$$K_{\text{п}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{уст}}$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение выключателя, кВ; $U_{\text{с.ном}}$ — номинальное напряжение сети, в которой устанавливается выключатель, кВ; $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток выключателя, кА; $I_{\text{норм, расч}}$ — расчетный ток нормального режима, кА; $K_{\text{п}}$ — нормированный коэффициент возможной перегрузки выключателя при продолжительном режиме его работы; $I_{\text{уст}}$ — расчетный ток продолжительного (напряженного) режима, кА.

После этого выполняется проверка на симметричный ток отключения по условию

$$I_{\text{откл, ном}} \geq I_{\text{пт}}$$

где $I_{\text{откл, ном}}$ — номинальный ток отключения выключателя, кА; $I_{\text{пт}}$ — периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя, кА.

Возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ определяется из соотношения

$$i_{\text{д, ном}} \geq i_{\text{вт}}$$

где $i_{\text{д, ном}} = \sqrt{2} I_{\text{откл, ном}} \beta_{\text{норм}} / 100$ — номинальное значение аperiodической составляющей тока отключения, кА; $\beta_{\text{норм}}$ — нормированное процентное содержание аperiodической составляющей в токе отключения, определяемое по рис. 12.36 в [4.1]; $i_{\text{вт}}$ — аperiodическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя, кА.

Если расчетное значение аperiodической составляющей тока КЗ превышает номинальное, а периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя меньше номинального тока отключения, то следует сопоставить условные значения полных токов, а именно:

$$\sqrt{2} I_{\text{откл, ном}} (1 + \beta_{\text{норм}} / 100) \geq I_{\text{пт}} + i_{\text{вт}} = \sqrt{2} I_{\text{пт}} (1 + \beta / 100),$$

где β — расчетное процентное содержание аperiodической составляющей в токе отключения.

Откуда

$$I_{\text{откл, ном}} \geq I_{\text{пт}} (1 + \beta / 100) / (1 + \beta_{\text{норм}} / 100).$$

Из последнего выражения следует, что выключатель способен отключать ток КЗ при значении $i_{\text{вт}}$, превышающем номинальное значение. При условии, что номинальный ток отключения превышает расчетный ток $I_{\text{пт}}$ в отношении

$$(1 + \beta / 100) / (1 + \beta_{\text{норм}} / 100).$$

Расчетное время отключения выключателя τ или $t_{\text{откл}}$ согласно ПУЭ, складывается из времени действия основной релейной защиты данной цепи $t_{\text{р.з}}$ с учетом действия АПВ и собственного времени отключения выключателя $t_{\text{св, откл}}$

$$\tau = t_{\text{откл}} + t_{\text{р.з}} + t_{\text{св, откл}}$$

Действующие нормативы рекомендуют для цепей генераторов мощностью 60 МВт и более, учитывая их особую значимость, принимать время $t_{\text{откл}} = 4$ с, т.е. время срабатывания резервной защиты.

Собственное время отключения выключателя указывают заводы-изготовители. Его определяют от момента подачи команды на отключение до момента начала размыкания дугогасительных контактов. Затем выбранный выключатель проверяется по включающей способности по условиям

$$I_{\text{вкл, ном}} \geq I_{\text{п0}}$$

$$i_{\text{вкл, ном}} \geq i_{\text{уд}} = K_{\text{уд}} \sqrt{2} I_{\text{п0}},$$

где $I_{\text{вкл}}$ — начальное действующее значение периодической составляющей номинального тока включения, кА; $I_{\text{п0}}$ — начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА; $i_{\text{вкл}}$ — наибольшее мгновенное значение номинального тока включения, кА; $i_{\text{уд}}$ — ударный ток КЗ, кА; $K_{\text{уд}}$ — ударный коэффициент, определяемый в соответствии с рекомендациями, изложенными в п. 6.2.4.

Под номинальным током включения понимают наибольший ток КЗ, который выключатель способен надежно включить. Заводы-изготовители определяют этот ток наибольшим действующим значением, которое установлено равным номинальному току отключения

$$I_{\text{вкл, ном}} = I_{\text{откл, ном}}$$

и наибольшим мгновенным значением, которое установлено равным

$$i_{\text{вкл, ном}} = \sqrt{2} K_{\text{уд}} I_{\text{откл, ном}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 I_{\text{откл, ном}} = 2,55 I_{\text{откл, ном}}$$

Отсюда следует, что выключатель, выбранный по номинальному току отключения, способен также включить цепь с номинальным током включения. Поэтому дополнительной проверки не требуется (см. Пример 6.9).

Проверка по включающей способности по двум условиям необходима потому, что для конкретной системы $k_{\text{уд}}$ может быть более 1,8.

Для выключателей, предназначенных для работы с АПВ, нормированы следующие циклы операций включения (В) и отключения (О):

$$O - t_{от} - VO - 180 \text{ с} - VO,$$

$$O - 180 \text{ с} - VO - VO,$$

где O — операция отключения КЗ; VO — операция включения на КЗ и немедленно (без преднамеренной выдержки времени) следующая за ней операция отключения; $t_{от}$ — нормированная бестоковая пауза при автоматическом повторном включении (АПВ), значение которой для разных типов выключателей может находиться в пределах от 0,3 до 1,3 с.

Для выключателей, не предназначенных для работы с АПВ, установлен только второй цикл.

Электродинамическая стойкость выключателя проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{пр.скв} \geq I_{п0},$$

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд},$$

где $I_{пр.скв}$ — начальное действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока, кА; $i_{пр.скв}$ — наибольшее мгновенное значение предельного сквозного тока, кА (по каталогу)

$$i_{пр.скв} = \sqrt{2} K_{уд} I_{пр.скв} = \sqrt{2} \cdot 1,8 I_{пр.скв} = 2,55 I_{пр.скв}.$$

Проверка по электродинамической стойкости, так же как и по включающей способности, необходима потому, что для конкретной системы $k_{уд}$ может быть более 1,8.

Условие проверки выключателя на термическую стойкость (см. § 6.4) зависит от соотношения между $t_{тер}$ — предельно допустимым временем воздействия нормированного тока термической стойкости и расчетным временем отключения выключателя $t_{откл}$, определяющим длительность термического воздействия токов КЗ на выключатель. Если $t_{откл} \leq t_{тер}$ (наиболее частый случай), то условие проверки выключателя на термическую стойкость имеет вид

$$I_{тер}^2 t_{откл} \geq B_k,$$

где $I_{тер}$ — номинальный ток термической стойкости выключателя (по каталогу, равный, как правило, $I_{откл.ном}$), кА; B_k — интеграл Джоуля с пределами интегрирования от нуля до $t_{откл}$, кА²·с.

Если $t_{откл} \geq t_{тер}$, то условие проверки выключателя на термическую стойкость имеет вид

$$I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_k.$$

Расчетный интеграл Джоуля зависит от вида расчетной схемы и определяется в соответствии с рекомендациями, изложенными в § 6.4.

Проверка выключателей по параметрам восстанавливающегося напряжения в учебном проектировании обычно не производится, так как в большинстве энергосистем реальные условия восстановления напряжения на контактах выключателей соответствуют условиям их испытания. Если все же возникает такая необходимость, то по

данным электроустановки — мощности источников, реактивным сопротивлениям, емкостям трансформаторов, шин, аппаратов и т.п. — производят расчет и построение кривой переходного процесса восстанавливающегося напряжения (ПВН). Согласно ГОСТ 687-78Е эта кривая не должна пересекаться с нормированными кривыми ПВН. Методы расчета кривой ПВН изложены в [4.1].

Разъединители выбирают по следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{с.ном},$$

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч},$$

$$K_{п} I_{ном} \geq I_{утж},$$

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд},$$

$$I_{тер}^2 t_{откл} \geq B_k \text{ (если } t_{откл} \leq t_{тер});$$

$$I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_k \text{ (если } t_{откл} \geq t_{тер}).$$

Пример 6.9. Для приведенной электрической схемы ТЭЦ (см. рис. 6.12) мощностью 2×110 МВт выбрать выключатели и разъединители в следующих присоединениях:

— для РУ 10 кВ — трансформатора собственных нужд, генератора $G1$ и кабельной линии — для РУ 220 кВ.

Основные параметры электрооборудования приведены в Примере 6.5. По этим данным определены начальные периодические токи КЗ на шинах 220 кВ (точка $K1$), шинах 10 кВ (точка $K2$) и за линейным реактором (точка $K3$). Результаты расчетов токов КЗ и постоянной времени T_a приведены в табл. 6.8.

Пример 6.9.1. Выбрать выключатель и разъединитель в присоединении трансформатора собственных нужд ТСН1.

Допустим, что максимальная нагрузка трансформатора собственных нужд совпадает с его номинальной мощностью, поэтому

$$I_{утж} = S_{ном} / \sqrt{3} U_{ном} = 10 \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot 10 = 578 \text{ А.}$$

Расчетная точка КЗ $K3$ (или точка $K2$) находится на выводах ТСН1. Определим расчетные токи КЗ

$$I_{п0} = I_{п0G1} + I_{п0G2} = 45 + 44,5 = 89,5 \text{ кА.}$$

Для вычисления ударного тока определим ударные коэффициенты составляющих тока КЗ от генератора и группы источников (сГ2):

$$K_{удG1} = 1 + e^{-0,01/T_{aG1}} = 1 + e^{-0,01/0,41} = 1,976;$$

$$K_{удсГ2} = 1 + e^{-0,01/T_{aсГ2}} = 1 + e^{-0,01/0,175} = 1,94.$$

Ударный ток

$$i_{уд} = i_{удG1} + i_{удсГ2} = \sqrt{2} (K_{удG1} I_{п0G1} + K_{удсГ2} I_{п0сГ2}) = \sqrt{2} (1,976 \cdot 45 + 1,94 \cdot 44,5) = 247,7 \text{ кА.}$$

В РУ 10 кВ в ячейке ТСН предполагается устанавливать маломасляные выключатели, которые более просты в эксплуатации и значительно дешевле по сравнению с воздушными (вакуумные и элегазовые выключатели требуемой отключающей способности в настоящее время еще не разработаны). Расчетные параметры следующие:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}; I_{утж} = 578 \text{ А}; I_{п0} = 89,5 \text{ кА}; i_{уд} = 247,7 \text{ кА.}$$

По этим значениям предполагаем, что в цепи ТСН1 будет установлен маломасляный выключатель МГУ-20-90/6300УЗ следующих параметров табл. 5.1 в [2.3]:

$$U_{ном} = 20 \text{ кВ}; I_{ном} = 6300 \text{ А}; I_{откл.ном} = 90 \text{ кА}; I_{пр.скв} = 105 \text{ кА}; i_{пр.скв} = 300 \text{ кА};$$

$$\beta_{ном} = 20 \%; I_{вск} = 60 \text{ кА}; i_{вск} = 150 \text{ кА}; I_{тер} = 90 \text{ кА}; t_{тер} = 4 \text{ с}; t_{ср.откл} = 0,15 \text{ с.}$$

Проверим выбранный выключатель по включающей способности:

$$I_{\text{вкл.ном}} = 60 \text{ кА} < I_{\text{пр}} = 89,5 \text{ кА};$$

$$I_{\text{вкл.ном}} = 150 \text{ кА} < I_{\text{уд}} = 247,7 \text{ кА}.$$

Таким образом, намеченный к установке выключатель не обладает требуемой включающей способностью. Его можно устанавливать в данной цепи, предусмотрев специальные организационные мероприятия, снижающие вероятность включения выключателя на короткое замыкание (тщательная проверка включаемой цепи и т.д.). По каталогу нельзя подобрать маломасляный выключатель, обладающий необходимыми характеристиками. С учетом сказанного наметим для установки в цепи ТСН1 маломасляный выключатель МГУ-20-90/6300УЗ. Проверим выбранный выключатель по отключающей способности. Расчетное время отключения $\tau = t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{св.откл}} = 0,01 + 0,15 = 0,16 \text{ с}$.

Для момента времени $\tau = 0,16 \text{ с}$ из табл. 6.8 (см. Пример 6.5.2) $I_{\text{пр}} = 76,5 \text{ кА}$ и по условию проверки на симметричный ток отключения

$$I_{\text{откл.ном}} = 90 \text{ кА} > I_{\text{пр}} = 76,5 \text{ кА}.$$

Определим аperiodическую составляющую тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя

$$I_{\text{пр}} = I_{\text{акГ1}} + I_{\text{аксГ2}} = \sqrt{2} (I_{\text{н0Г1}} e^{-\tau/T_{\text{акГ1}}} + I_{\text{н0ксГ2}} e^{-\tau/T_{\text{аксГ2}}}) = \\ = \sqrt{2} (45 e^{-0,16/0,41} + 44,5 e^{-0,16/0,175}) = 43,1 + 25,2 = 68,3 \text{ кА};$$

$$I_{\text{вкл.ном}} = \sqrt{2} I_{\text{откл.ном}} \beta_{\text{норм}} / 100 = \sqrt{2} \cdot 90 \cdot 20 / 100 = 25,5 \text{ кА}.$$

Так как $I_{\text{откл.ном}} = 90, \text{ кА} > I_{\text{пр}} = 76,5 \text{ кА}$, и $I_{\text{вкл.ном}} = 25,5 \text{ кА} < I_{\text{пр}} = 68,3 \text{ кА}$, то проверку по отключающей способности проводим по условному полному току КЗ. Полный ток отключения

$$\sqrt{2} I_{\text{откл.ном}} (1 + \beta_{\text{норм}} / 100) \geq \sqrt{2} I_{\text{пр}} + I_{\text{ак}} = \sqrt{2} \cdot 90 (1 + 20 / 100) = 152,7 \text{ кА} < \\ < \sqrt{2} I_{\text{пр}} + I_{\text{ак}} = \sqrt{2} \cdot 76,5 + 68,3 = 176,5 \text{ кА}.$$

В связи с тем, что намеченный к установке в цепи ТСН1 маломасляный выключатель МГУ-20-90/6300УЗ не удовлетворяет требованиям по включающей и отключающей способности, определим параметры воздушного выключателя ВВОА-15-140/12500УЗ (табл. 5.1) в [4.2].

$$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}; I_{\text{откл.ном}} = 140 \text{ кА}; I_{\text{пр.свн}} = 140 \text{ кА}; I_{\text{пр.свн}} = 355 \text{ кА};$$

$$\beta_{\text{норм}} = 30 \%; I_{\text{вкл}} = 140 \text{ кА}; I_{\text{уд}} = 355 \text{ кА}; I_{\text{тер}} = 140 \text{ кА}; t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}; t_{\text{св.откл}} = 0,08 \text{ с}.$$

Проверим выбранный выключатель по включающей способности:

$$I_{\text{вкл.ном}} = 140 \text{ кА} > I_{\text{пр}} = 89,5 \text{ кА};$$

$$I_{\text{вкл.ном}} = 355 \text{ кА} > I_{\text{уд}} = 247,7 \text{ кА},$$

т.е. данный выключатель удовлетворяет требованию по включающей способности.

Проверим выбранный выключатель по отключающей способности. Расчетное время отключения

$$\tau = t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{св.откл}} = 0,01 + 0,08 = 0,09 \text{ с}.$$

Для момента времени $\tau = 0,09 \text{ с}$ из табл. 6.8 (см. Пример 6.5.2) известно, что расчетный периодический ток КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя составляет

$$I_{\text{пр}} = I_{\text{акГ1}} + I_{\text{аксГ2}} = 33,3 + 44,8 = 78,1 \text{ кА}$$

и по условию проверки на симметричный ток отключения

$$I_{\text{откл.ном}} = 140 \text{ кА} > I_{\text{пр}} = 78,1 \text{ кА}.$$

Определим аperiodическую составляющую тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя

$$I_{\text{ак}} = I_{\text{акГ1}} + I_{\text{аксГ2}} = \sqrt{2} (I_{\text{н0Г1}} e^{-\tau/T_{\text{акГ1}}} + I_{\text{н0ксГ2}} e^{-\tau/T_{\text{аксГ2}}}) = \\ = \sqrt{2} (45 e^{-0,09/0,41} + 44,8 e^{-0,09/0,175}) = 51,1 + 31,7 = 82,8 \text{ кА};$$

$$I_{\text{вкл.ном}} = \sqrt{2} I_{\text{откл.ном}} \beta_{\text{норм}} / 100 = \sqrt{2} \cdot 140 \cdot 30 / 100 = 59,2 \text{ кА} < I_{\text{ак}} = 82,8 \text{ кА}.$$

Так как $I_{\text{откл.ном}} = 140 \text{ кА} > I_{\text{пр}} = 78,1 \text{ кА}$, и $I_{\text{вкл.ном}} = 59,2 \text{ кА} < I_{\text{ак}} = 82,8 \text{ кА}$, то проверку по отключающей способности проводим по условному полному току КЗ. Полный ток отключения

$$\sqrt{2} I_{\text{откл.ном}} (1 + \beta_{\text{норм}} / 100) \geq \sqrt{2} I_{\text{пр}} + I_{\text{ак}};$$

$$\sqrt{2} \cdot 140 (1 + 30 / 100) = 257,4 \text{ кА} < \sqrt{2} I_{\text{пр}} + I_{\text{ак}} = \sqrt{2} \cdot 78,1 + 82,8 = 193,3 \text{ кА}.$$

Проверим выбранный выключатель на электродинамическую стойкость при КЗ

$$I_{\text{пр.свн}} = 140 \text{ кА} \geq I_{\text{пр}} = 89,8 \text{ кА};$$

$$I_{\text{пр.свн}} = 355 \text{ кА} \geq I_{\text{уд}} = 247,5 \text{ кА}.$$

Проверку по термической стойкости проведем с учетом действия основной защиты трансформатора ТСН1, принимая время отключения КЗ равным 0,09 с.

Расчетный интеграл Джоуля

$$B_k = B_{\text{н}} + B_{\text{к}}.$$

Для $t_{\text{откл}} = 0,09 \text{ с}$ по рис. 6.35 и 6.36 имеем $B_{\text{кГ1}} = 0,82$ и $Q_{\text{кГ1}} = 0,9$.

Тогда по (6.74)

$$B_{\text{н}} = (44,8^2 + 2 \cdot 44,8 \cdot 45 \cdot 0,9 + 45^2 \cdot 0,82) 0,09 = 656,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

В соответствии с (6.75)

$$B_{\text{кв}} = I_{\text{н0}}^2 T_{\text{акк}} (1 - e^{-2t_{\text{откл}}/T_{\text{акк}}}) + I_{\text{н0Г1}}^2 T_{\text{акГ1}} (1 - e^{-2t_{\text{откл}}/T_{\text{акГ1}}}) + [4I_{\text{н0}} I_{\text{н0Г1}} / (1/T_{\text{акк}} + 1/T_{\text{акГ1}})] \times \\ \times (1 - e^{-t_{\text{откл}}(1/T_{\text{акк}} + 1/T_{\text{акГ1}})}) = 44,8^2 \cdot 0,13 (1 - e^{-2 \cdot 0,09/0,13}) + 45^2 \cdot 0,41 (1 - e^{-2 \cdot 0,09/0,41}) + \\ + [4 \cdot 44,8 \cdot 45 / (1/0,13 + 1/0,41)] (1 - e^{-0,09/(1/0,13 + 1/0,41)}) = 498,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Окончательно

$$B_k = 656,7 + 498,7 = 1155,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Так как $t_{\text{откл}} = 0,09 \text{ с} < t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$, то условие проверки выключателя на термическую стойкость имеет вид

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{откл}} = 140^2 \cdot 0,09 = 1764 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 1155,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Приведенный расчет показал, что выключатель ВВОА-15-140/12500УЗ удовлетворяет условию термической стойкости.

Примечание. Несмотря на то, что выбранный воздушный выключатель удовлетворяет всем требованиям, опыт эксплуатации и проектирования свидетельствует об отсутствии подобных решений в отечественной и мировой практике. В случаях, подобных рассмотренному в Примере 6.9.1, в цепи ТСН, как правило, ограничиваются установкой одного разъединителя или, что применяется чаще всего для ТЭЦ с генераторами 110 МВт и выше, используют блочную схему.

В присоединении ТСН применяем разъединители типа РВРЗ-2-20/8000УЗ с двумя заземляющими ножами следующих параметров:

$$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ} > U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А} > I_{\text{утк}} = 578 \text{ А};$$

$$I_{\text{пр.свн}} = 320 \text{ кА} > I_{\text{уд}} = 247,5 \text{ кА}; I_{\text{тер}}^2 t_{\text{откл}} = 125^2 \cdot 0,09 = 1466,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 1452,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Разъединители с $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ не подходят по условиям термической и электродинамической стойкости. Результаты расчета сведены в табл. 6.19 и 6.20.

Таблица 6.19. Расчетные данные к примеру 6.9

Наименование цепи	Расчетная точка КЗ	Расчетные условия					
		$U_{с.ном}$, кВ	$I_{уст}$, кА	$I_{откл}$, кА	$I_{уд}$, кА	$I_{отс}$, кА	$\sqrt{2} I_{отс} + I_{уд}$, кА
ТСН	К2	10	578	89,5	247,7	75,0	166,8
Генератор $G1$	К2	10	7947	45	125,7	32	85,2
Кабельная линия с реактором РБ-10-1000-0,35	К3	10	505,2	15,6	42,9	15,6	36,7
Трансформатор связи $T1$	К1	220	315	4,9	11,9	4,9	Не требуется определять

Таблица 6.20. Технические характеристики выбранных в примере 6.9 выключателей и разъединителей

Наименование цепи	Расчетная точка КЗ	Паспортные данные						
		$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$I_{откл}$, кА	$I_{уд}$, кА	$t_{отс}$, с	$I_{пр.скв}$, кА	$I_{пр.скв}$, кА
Трансформатор СН	К2	Воздушный выключатель ВВОА-15-140/12500У3						
		15	12,5	140	140	3	140	355
Генератор $G1$	К2	Разъединители РВРЗ-2-20/8000У3						
		20	8,0	—	125	4	—	320
Кабельная линия с реактором РБ-10-1000-0,35	К3	Маломощный выключатель МГУ-20-90/9500У3						
		20	9,5	90	90	4	105	300
Трансформатор связи $T1$	К1	Разъединители РВРЗ-1-20/8000У3						
		20	8,0	—	125	4	—	260
		Вакуумный выключатель ВВЭ-М-10-20						
		10	0,63	20	20	3	20	51
		Разъединитель — втычные контакты						
		—	—	—	—	—	—	—
		Элегазовый выключатель ВГУ-220-45/3150У2						
		220	3,15	45	50	2	45	150
		Разъединитель РНДЗ-2-220/1000У1						
		220	1,0	—	40	3	—	150

Пример 6.9.2. Выбрать выключатели и разъединители в присоединении генератора.

Для нахождения расчетной точки КЗ произведем сравнение $I_{н0G1}$ с $I_{н0сG2}$ и $I_{н0сG2}$ с $I_{н0сG2}$:

$$I_{н0G1} = 45 \text{ кА} > I_{н0сG2} = 44,5 \text{ кА};$$

$$I_{н0сG1} = 32 \text{ кА} < I_{н0сG2} = 44,5 \text{ кА},$$

где $I_{н0сG1} = 32 \text{ кА}$ определено в Примере 6.5.2. (см. табл. 6.8) для $t_{откл} = 0,16 \text{ с}$ (т.е. при установке в цепи генератора выключателя серии МГУ).

В связи с тем, что результаты сравнения не позволяют сделать однозначный вывод о расчетной точке КЗ, проведем сравнение по условному полному отключаемому току

$$\sqrt{2} I_{н0сG1} + I_{н0сG1} = \sqrt{2} \cdot 32 + 43,1 = 88,4 > \sqrt{2} I_{н0сG2} + I_{н0сG2} = \sqrt{2} \cdot 44,5 + 25,2 = 88,1 \text{ кА}.$$

Таким образом, расчетным током КЗ является ток КЗ, проходящий через выключатель со стороны генератора.

Расчетный продолжительный ток определим для режима работы генератора при напряжении, равном $0,95U_{ном}$:

$$I_{уст} = P_{ном} / \sqrt{3} \cdot 0,95U_{ном} \cos \varphi_{ном} = 110 \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 10,5 \cdot 0,8 = 7947 \text{ А}.$$

Расчетные токи для проверки выключателя по электродинамической стойкости

$$I_{н0} = 45 \text{ кА}; I_{уд} = \sqrt{2} I_{н0G1} (1 + e^{-0,01/T_a}) = \sqrt{2} \cdot 45 (1 + e^{-0,01/0,41}) = 125,7 \text{ кА}.$$

По этим параметрам намечаем к установке в цепи генератора маломощный выключатель МГУ-20-90/9500У3 следующих параметров табл. 5.1 в [4.2]:

$$U_{ном} = 20 \text{ кВ}; I_{ном} = 9500 \text{ А}; I_{откл.ном} = 90 \text{ кА}; I_{пр.скв} = 105 \text{ кА}; I_{пр.скв} = 300 \text{ кА};$$

$$\beta_{норм} = 20 \%; I_{вкл} = 60 \text{ кА}; I_{вкл} = 150 \text{ кА}; I_{отс} = 90 \text{ кА}; t_{отс} = 4 \text{ с}; I_{св.откл} = 0,15 \text{ с}.$$

Проверим выбранный выключатель по включающей способности:

$$I_{вкл.ном} = 60 \text{ кА} > I_{н0} = 45 \text{ кА};$$

$$I_{вкл.ном} = 150 \text{ кА} > I_{уд} = 125,7 \text{ кА}.$$

Проверим выбранный выключатель по отключающей способности. Расчетное время отключения $\tau = t_{откл} = t_{р.з} + t_{св.откл} = 0,01 + 0,15 = 0,16 \text{ с}$.

Для момента времени $\tau = 0,16 \text{ с}$ из табл. 6.8 (пример 6.5.2) известно:

$$I_{ит} = 30,2 \text{ кА}$$

и по условию проверки на симметричный ток отключения

$$I_{откл.ном} = 90 \text{ кА} > I_{ит} = 32 \text{ кА}.$$

Определим аperiodическую составляющую тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя

$$i_{вт} = I_{н0сG1} = \sqrt{2} I_{н0G1} e^{-\tau/T_a G1} = \sqrt{2} \cdot 45 e^{-0,16/0,41} = 43,1 \text{ кА};$$

$$I_{д.ном} = \sqrt{2} I_{откл.ном} \beta_{норм} / 100 = \sqrt{2} \cdot 90 \cdot 20 / 100 = 25,5 \text{ кА} < i_{вт} = 43,1 \text{ кА}.$$

Так как $I_{откл.ном} = 90 \text{ кА} > I_{ит} = 32 \text{ кА}$, а $I_{д.ном} = 25,5 \text{ кА} < i_{вт} = 43,1 \text{ кА}$, то проверку по отключающей способности проведем по условному полному току КЗ. Полный ток отключения

$$\sqrt{2} I_{откл.ном} (1 + \beta_{норм} / 100) \geq \sqrt{2} I_{ит} + i_{вт};$$

$$\sqrt{2} \cdot 90 (1 + 20 / 100) = 152,7 \text{ кА} > \sqrt{2} I_{ит} + i_{вт} = \sqrt{2} \cdot 32 + 43,1 = 88,4 \text{ кА}.$$

Проверим выбранный выключатель на электродинамическую стойкость при КЗ

$$I_{пр.скв} = 105 \text{ кА} \geq I_{н0} = 45 \text{ кА};$$

$$I_{пр.скв} = 300 \text{ кА} \geq I_{уд} = 125,7 \text{ кА}.$$

Проверку на термическую стойкость проведем с учетом рекомендаций ПУЭ. Продолжительность протекания токов термической стойкости для генераторов мощностью 60 МВт и более принимается равной времени действия резервной защиты генератора GJ , т.е. $t_{откл} = 4$ с.

Расчетный интеграл Джоуля

$$B_k = I_{н0}^2 GJ \left[B_{kGJ} t_{откл} + T_{aGJ} \left(1 - e^{-2t_{откл}/T_{aGJ}} \right) \right].$$

Для $t_{откл} = 4$ с по рис. 6.35 имеем $B_{kGJ} = 0,33$.

Тогда

$$B_k = 45^2 \{ 0,33 \cdot 4 + 0,41 (1 - e^{-2 \cdot 4 / 0,41}) \} = 1903,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Так как $t_{откл} = 4$ с $>$ $t_{тер} = 3$ с, то условие проверки генераторного выключателя на термическую стойкость имеет вид

$$I_{тер}^2 t_{откл} = 90^2 \cdot 4 = 32\,400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 1903,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Приведенный расчет показал, что выключатель удовлетворяет условию термической стойкости.

В присоединении генератора применяем разъединитель РВРЗ-1-20/8000УЗ с одним заземляющим ножом следующих параметров:

$$U_{ном} = 20 \text{ кВ} > U_{с,ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 8000 \text{ А} > I_{к,тж} = 7947 \text{ А};$$

$$i_{пр,скв} = 260 \text{ кА} \geq i_{уд} = 125,6 \text{ кА};$$

$$I_{тер}^2 t_{откл} = 125^2 \cdot 4 = 62\,500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 3503,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Разъединители на напряжении $U_{ном} = 10$ кВ не подходят по номинальному току. Результаты расчета сведены в табл. 6.19 и 6.20.

Пример 6.9.3. Выбрать выключатель в цепи кабельной линии с реактором РБ-10-1000-0,35 к которому подключены РП с $P_{нгр,РП} = 7$ МВт и $t_{р,з} = 0,8$ с.

Расчетный продолжительный ток кабелей питающих РП определяется по формуле

$$I_{утж} = \frac{P_{нгр,РП}}{\sqrt{3} U_{ном} \cos \varphi_{ном}} = \frac{7 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 0,8} = 505,2 \text{ А}.$$

Расчетной точкой короткого замыкания является точка КЗ, для которой в табл. 6.8 (см. Пример 6.5.3) дано:

$$I_{н0} = 15,6 \text{ кА};$$

$$T_{a,кз} = 0,20 \text{ с};$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{н0} (1 + e^{-0,01/T_{a,кз}}) = \sqrt{2} \cdot 15,6 (1 + e^{-0,01/0,2}) = 42,9 \text{ кА}.$$

По условиям номинального напряжения, расчетного продолжительного тока и периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени подходит вакуумный выключатель ВВЭ-М-10-20, устанавливаемый в КРУ К-104 М. Параметры выключателя следующие (см. табл. 5.23):

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}; I_{ном} = 630 \text{ А}; I_{откл,ном} = 20 \text{ кА}; I_{вкл,ном} = 20 \text{ кА}; i_{вкл,ном} = 51 \text{ кА};$$

$$I_{пр,скв} = 20 \text{ кА}; i_{пр,скв} = 51 \text{ кА}; \beta_{норм} = 50\%; I_{тер} = 20 \text{ кА}; t_{тер} = 3 \text{ с}; t_{св,откл} = 0,02 \text{ с}.$$

Проверим выбранный выключатель по выключающей способности:

$$I_{вкл,ном} = 20 \text{ кА} > I_{н0} = 15,6 \text{ кА};$$

$$i_{вкл,ном} = 51 \text{ кА} > i_{уд} = 42,9 \text{ кА}.$$

Проверим выбранный выключатель по отключающей способности. Расчетное время отключения $\tau = t_{откл} = t_{р,з} + t_{св,откл} = 0,8 + 0,02 = 0,82$ с.

Для произвольного момента времени из Примера 6.5.3 известно, что

$$I_{ит} = I_{н0} = 15,6 \text{ кА};$$

и по условию проверки на симметричный ток отключения

$$I_{откл,ном} = 20 \text{ кА} > I_{ит} = 15,6 \text{ кА}.$$

Определим апериодическую составляющую тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя

$$I_{ит} = I_{итGJ} = \sqrt{2} I_{н0} e^{-\tau/T_{a,кз}} = \sqrt{2} \cdot 15,6 \cdot e^{-0,82/0,2} = 14,64 \text{ кА};$$

$$I_{а,ном} = \sqrt{2} I_{откл,ном} \beta_{норм} / 100 = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 50 / 100 = 14,12 \text{ кА} < I_{ит} = 14,64 \text{ кА}.$$

Так как $I_{откл,ном} = 20 \text{ кА} > I_{ит} = 15,6 \text{ кА}$, а $I_{а,ном} = 14,12 \text{ кА} < I_{ит} = 14,64 \text{ кА}$, то проверку по отключающей способности проводим по условному полному току КЗ. Полный ток отключения

$$\sqrt{2} I_{откл,ном} (1 + \beta_{норм} / 100) \geq \sqrt{2} I_{ит} + i_{ат};$$

$$\sqrt{2} \cdot 20 (1 + 50 / 100) = 42,43 \text{ кА} > \sqrt{2} I_{ит} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 15,6 + 19 = 36,7 \text{ кА}.$$

Таким образом, намеченный к установке в цепи кабельной линии выключатель ВВЭ-М-10-20 удовлетворяет условию проверки по отключающей способности. Проверим выбранный выключатель на электродинамическую стойкость при КЗ

$$I_{пр,скв} = 20,0 \text{ кА}; I_{н0} = 15,6 \text{ кА};$$

$$i_{пр,скв} = 51 \text{ кА}; i_{уд} = 42,9 \text{ кА}.$$

Так как $t_{откл} = 0,82$ с $<$ $t_{тер} = 3$ с, то проверку на термическую стойкость проведем по условию

$$I_{тер}^2 t_{откл} = 20^2 \cdot 0,82 = 324 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > I_{н0}^2 (t_{откл} + T_a) = 15,6^2 (0,82 + 0,2) = 248,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выключатель удовлетворяет условию термической стойкости. В присоединении кабельной линии устанавливается выключатель ВВЭ-М-10-20. Разъединитель в присоединении кабельной линии не выбираем, так как используем втяжные контакты в КРУ. Результаты расчета приведены в табл. 6.19 и 6.20.

Пример 6.9.4. Выбрать выключатель в РУ 220 кВ.

Для расчетной точки короткого замыкания К1 в табл. 6.8 (см. Пример 6.5.1) дано:

$$I_{н0} = 4,8 \text{ кА};$$

$$i_{уд} = 11,7 \text{ кА}.$$

Расчетный продолжительный ток в присоединении трансформатора связи ТДН-80000/220 равен

$$I_{утж} = K_{2,доп} S_{ном} / \sqrt{3} U_{ном} = 1,5 \cdot 80 \cdot 10^9 / \sqrt{3} \cdot 220 = 315 \text{ А}.$$

где $K_{2,доп} = 1,5$ — максимально возможный коэффициент аварийной перегрузки в соответствии с табл. 4.6.

При выборе электрических аппаратов в РУ с напряжением $U_{ном} \geq 35$ кВ введем упрощения:

— в РУ устанавливаются однотипные выключатели на разные номинальные токи;

— проверка выключателя в условиях КЗ производится по значениям суммарного тока КЗ при повреждении на сборных шинах РУ. Это соответствует расчетным условиям для выключателя отходящей тупиковой линии и создает определенный запас при выборе выключателей других присоединений;

— проверка выключателей по отключающей способности осуществляется без учета затухания периодической составляющей тока КЗ, т.е. $I_{от} = I_{п0} = 4,9$ кА. Это определяется значительной удвоенностью РУ 35 кВ и выше от генераторов станции;

— расчет ударного тока и аperiodической составляющей тока КЗ выполняется по эквивалентным постоянным времени T_d без учета составляющих токов отдельных ветвей.

Приведенные допущения в данном примере использовать не будем, так как в Примере 6.5.1 были рассчитаны токи КЗ с учетом составляющих токов КЗ отдельных ветвей схемы.

Найденным расчетным условиям удовлетворяет магистральный выключатель ВГУ-220-45/3150У2 следующих параметров (см. табл. 5.16):

$$U_{ном} = 220 \text{ кВ}; I_{ном} = 3150 \text{ А}; I_{откл.ном} = 45 \text{ кА}; I_{вкл.ном} = 45 \text{ кА}; i_{вкл.ном} = 150 \text{ кА}; \\ I_{пр.св} = 45 \text{ кА}; i_{пр.св} = 150 \text{ кА}; \beta_{ном} = 47\%; I_{тер} = 50 \text{ кА}; t_{тер} = 2 \text{ с}; t_{св.откл} = 0,04 \text{ с}.$$

Проверим выбранный выключатель по включающей способности:

$$I_{вкл.ном} = 45 \text{ кА} > I_{п0} = 4,8 \text{ кА}; \\ I_{вкл.ном} = 80 \text{ кА} > i_{уд} = 11,7 \text{ кА}.$$

Проверим выбранный выключатель по отключающей способности. Расчетное время отключения $\tau = t_{откл} = t_{рз} + t_{св.откл} = 0,01 + 0,04 = 0,05$ с.

Для произвольного любого момента времени из примера 6.5.3 известно, что

$$I_{от} = I_{п0} = 4,8 \text{ кА};$$

и по условию проверки на симметричный ток отключения:

$$I_{откл.ном} = 45 \text{ кА} > I_{от} = 4,8 \text{ кА}.$$

Определим аperiodическую составляющую тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя

$$i_{ак} = i_{акст} = \sqrt{2} (I_{п0с} e^{-\tau/T_{ак}} + I_{п0сГ1} e^{-\tau/T_{акГ1}}) = \sqrt{2} (2,8 e^{-0,05/0,018} + 2,0 e^{-0,05/0,16}) = 2,15 \text{ кА};$$

$$i_{вкл.ном} = \sqrt{2} I_{откл.ном} \beta_{ном} / 100 = \sqrt{2} \cdot 45 \cdot 47 / 100 = 29,91 \text{ кА} < i_{ак} = 2,15 \text{ кА}.$$

Так как $I_{откл.ном} = 45 \text{ кА} > I_{от} = 4,8 \text{ кА}$ и $i_{вкл.ном} = 29,91 \text{ кА} > i_{ак} = 2,15 \text{ кА}$, проверку по отключающей способности по условному полному току КЗ не проводим.

Проверим выбранный выключатель на электродинамическую стойкость при КЗ

$$I_{пр.св} = 45 \text{ кА} > I_{п0} = 4,8 \text{ кА}; \\ i_{пр.св} = 150 \text{ кА} > i_{уд} = 11,7 \text{ кА}.$$

Так как $t_{откл} = 0,05 \text{ с} < t_{тер} = 2 \text{ с}$, то проверку на термическую стойкость проведем по условию

$$I_{тер}^2 t_{откл} = 50^2 \cdot 0,05 = 125 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > [I_{п0с}^2 (t_{откл} + T_{ак}) + I_{п0сГ1}^2 (t_{откл} + T_{акГ1})] = \\ = [2,84^2 (0,05 + 0,018) + 2,053^2 (0,05 + 0,16)] = 1,07 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Приведенный расчет показал, что выключатель удовлетворяет условию термической стойкости и в РУ 220 кВ окончательно устанавливаем магистральный выключатель ВГУ-220-45/3150У2.

В соответствии с расчетными условиями в присоединении трансформатора связи выбираем разъединитель РНДЗ-2-220/1000У1 с двумя заземляющими ножами следующих параметров:

$$U_{ном} = 220 \text{ кВ} = U_{с.ном} = 220 \text{ кВ}; \\ I_{ном} = 1000 \text{ А} > I_{утж} = 315 \text{ А}; \\ I_{пр.св} = 150 \text{ кА}; i_{уд} = 11,7 \text{ кА};$$

Результаты расчета приведены в табл. 6.19 и 6.20.

6.6. Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

Выбор измерительных трансформаторов тока (ТА) проводят по следующим условиям (см. рис. 6.41):

- напряжению электроустановки $U_{ном} \geq U_{с.ном}$;
- току $I_{ном} \geq I_{норм.расч}$; $K_{п} I_{ном} \geq I_{утж}$;
- конструкции и классу точности;
- электродинамической стойкости $i_{дин} = k_{дин} \sqrt{2} I_{ном} \geq i_{уд}$;
- термической стойкости $I_{тер}^2 t_{тер} = k_{тер} I_{ном}^2 \geq B_{ж}$;
- вторичной нагрузке $Z_{2ном} \geq Z_{2расч}$.

где $U_{ном}$ — номинальное напряжение трансформатора тока, кВ; $U_{с.ном}$ — номинальное напряжение сети, в которой устанавливается трансформатор тока, кВ; $I_{ном}$ — номинальный первичный ток трансформатора тока, кА; $I_{норм.расч}$ — расчетный ток нормального режима, кА; $K_{п}$ — нормированный коэффициент возможной перегрузки трансформатора тока при продолжительном режиме его работы; $I_{утж}$ — расчетный ток продолжительного режима, кА; $i_{дин}$ — наибольшее мгновенное значение тока электродинамической стойкости, кА, [2.3]; $k_{дин}$ — кратность тока динамической стойкости [2.3]; $I_{тер}$ — номинальный ток термической стойкости трансформатора тока [2.3], кА; $t_{тер}$ — время термической стойкости трансформатора тока [2.3], с; $k_{тер}$ — кратность тока термической стойкости трансформатора тока [2.3]; $B_{ж}$ — интеграл Джоуля с пределами интегрирования от 0 до $t_{откл}$, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$; $Z_{2ном}$ — номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в заданном классе точности, Ом, [2.3]; $Z_{2расч}$ — расчетное сопротивление вторичной цепи, Ом.

При выборе номинального первичного тока $I_{ном}$ следует учитывать возможность перегрузки некоторых типов трансформаторов тока на 10—20% [2.3]. Этот ток должен быть как можно ближе к расчетному току нормального режима, так как недогрузка первичной обмотки трансформатора тока приводит к увеличению погрешности. Значение номинального вторичного тока унифицировано и равно 5 А (реже 1 и 10 А).

Расчетный интеграл Джоуля зависит от вида расчетной схемы и определяется в соответствии с рекомендациями, изложенными в § 6.4.

Класс точности измерительного трансформатора тока выбирают в соответствии с его назначением. Если к ТА подключаются расчетные счетчики электроэнергии, то класс точности его работы должен быть не ниже 0,5. Если подключаются только шитовые электроизмерительные показывающие приборы, то достаточен класс точности 1, а иногда (для подключения амперметра в цепи секционного или шинно-соединительного выключателя) можно применить ТА класса точности 3.

Для того чтобы ТА работал в заданном классе точности нагрузка его вторичной цепи S_2 не должна превышать номинальную $S_{2ном}$, т.е. при $I_{2ном} = 5$ А нагрузка вторичной цепи

$$S_2 = I_{2ном}^2 Z_2 = 25 Z_2 \leq S_{2ном}.$$

Расчетная нагрузка ТА $Z_{2\text{расч}}$ складывается из нагрузки измерительных приборов и потерь мощности в проводах и контактах. Суммарное сопротивление катушек приборов, последовательно включенных во вторичную цепь ТА $Z_{\text{приб}}$ подсчитывают в соответствии со схемой их включения и распределения по фазам. При составлении трехлинейной схемы включения измерительных приборов необходимо учитывать схему их внутренних соединений.

Сопротивление проводов вторичной цепи зависит от длины трасс прокладки проводов $l_{\text{тр}}$, сечения s и схемы соединения ТА.

При выборе материала проводов (медь или алюминий) необходимо учитывать, что контрольные кабели с медными жилами (удельным сопротивлением $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$) применяют во вторичных цепях мощных электростанций напряжением 220 кВ и выше. Во вторичных цепях остальных электроустановок используют контрольные кабели с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,028 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$).

Сечения контрольных кабелей вторичной цепи выбирают в соответствии с требованиями точности измерений. При этом руководствуются следующими положениями.

1. Контрольный кабель должен удовлетворять требованиям механической прочности, поэтому при наличии в цепи расчетных счетчиков сечение медных кабелей должно быть не менее $2,5 \text{ мм}^2$, а алюминиевых — не менее 4 мм^2 ; для цепей с измерительными приборами (без счетчиков) медные кабели должны иметь сечение не менее $1,5 \text{ мм}^2$, а алюминиевые — не менее $2,5 \text{ мм}^2$.

2. Сечение кабелей должно быть выбрано больше минимального, удовлетворяющего требованиям механической прочности (сечение более 6 мм^2 не применяется). Стандартные сечения жил контрольных кабелей: 1,5; 2,5; 4,0 и 6 мм^2 .

Из условия допустимой нагрузки ТА для обеспечения его работы в выбранном классе точности следует, что должно быть неравенство

$$Z_{\text{каб}} \leq Z_{2\text{ном}} - Z_{\text{приб}} - Z_{\text{конт}}$$

где $Z_{\text{каб}}$ — сопротивление кабеля; $Z_{\text{конт}}$ — переходное сопротивление контактных соединений.

При проверке соблюдения этого неравенства можно положить, $Z \approx R$. При этом

$$R_{\text{каб}} \leq R_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}}$$

Тогда допустимое сечение кабеля, мм^2 , должно быть равно

$$s = \rho I_{\text{расч}} R_{\text{каб}}$$

где ρ — удельное сопротивление материала кабеля; $I_{\text{расч}}$ — расчетная длина кабеля, зависящая от схемы соединения ТА (рис. 6.35). При включении приборов в одну фазу

$I_{\text{расч}} = 2l_{\text{тр}}$; при включении приборов по схеме неполной звезды $I_{\text{расч}} = \sqrt{3}l_{\text{тр}}$; при включении приборов по схеме звезды $I_{\text{расч}} = l_{\text{тр}}$.

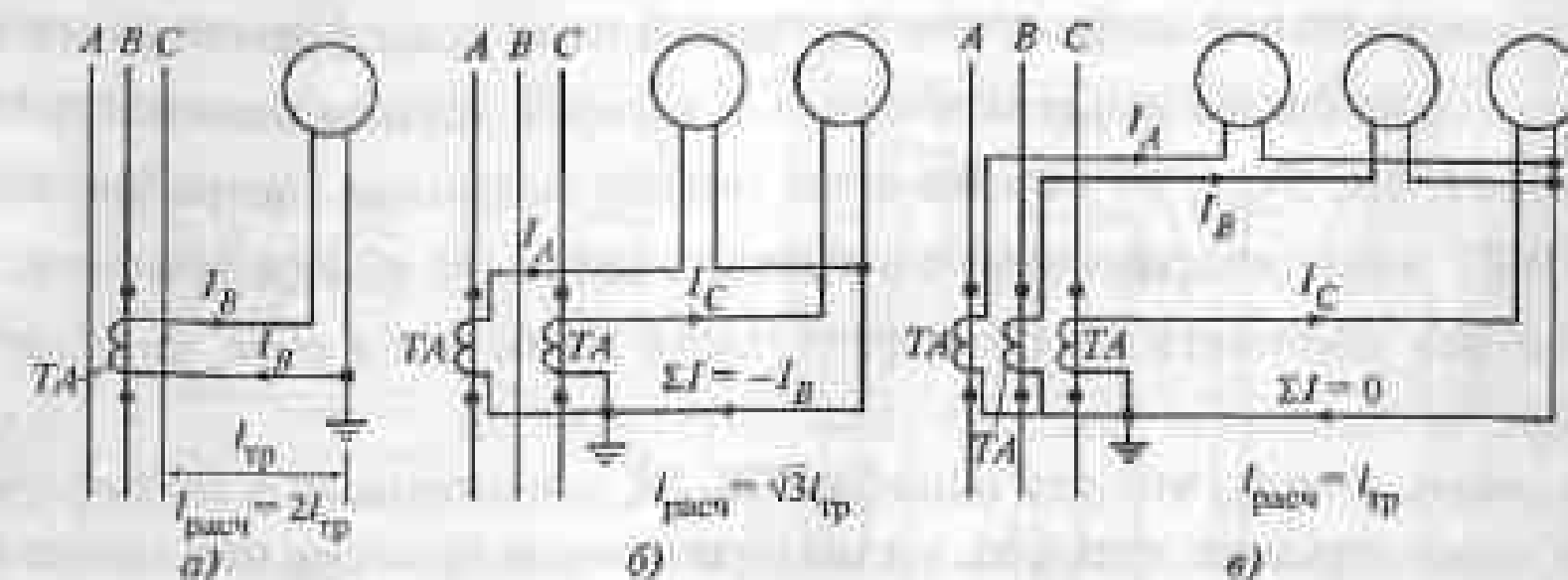


Рис. 6.35. Схема соединения трансформаторов тока измерительных приборов: а — включение приборов в одну фазу; б — включение приборов в неполную фазу; в — включение приборов в звезду

Длина соединительных кабелей от ТА до приборов (в один конец) $l_{\text{тр}}$ (длина трассы) должна быть известна из проекта распределительного устройства. Ориентировочные значения $l_{\text{тр}}$, м, (для одной цепи в один конец) приведены в табл. 6.21.

Таблица 6.21. Ориентировочная длина соединительных кабелей от ТА до приборов (в один конец)

Наименование цепей	$l_{\text{тр}}$, м
Все цепи ГРУ 6—10 кВ, кроме линий к потребителям	40—60
Цепи генераторного напряжения блочных электростанций	20—40
Линии 6—10 кВ к потребителям	4—6
Все цепи РУ:	
35 кВ	60—70
110 кВ	75—100
220 кВ	100—150
330—750 кВ	150—200
Синхронных компенсаторов	25—40

Для подстанций указанные в табл. 6.21 значения снижают на 15—20%.

Переходное сопротивление контактных соединений $R_{\text{конт}}$ принимают равным 0,05 Ом при подключении к ТА двух-трех приборов и 0,1 Ом — при подключении большего количества приборов.

Выбор измерительных трансформаторов напряжения (ТВ) производится по следующим условиям (см. рис. 6.42):

- напряжению электроустановки $U_{1\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}$;
- конструкции и схеме соединения обмоток;
- классу точности;
- вторичной нагрузке $S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{расч}}$.

где $U_{1ном}$ — номинальное напряжение первичной цепи трансформатора напряжения, кВ; $U_{с.ном}$ — номинальное напряжение сети, в которой устанавливается трансформатор напряжения, кВ; $S_{2ном}$ — номинальная полная мощность, потребляемая во вторичной цепи TU и соответствующая его работе в заданном классе точности; $S_{2расч}$ — расчетная полная мощность всех измерительных приборов и реле, подключенных к TU .

Следует иметь в виду, что для однофазных TU , соединенных в звезду, учитывают суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме неполного треугольника — удвоенную мощность одного трансформатора.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_2 = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2},$$

где P_{Σ} и Q_{Σ} — активная и реактивная мощности, подключаемых к TU всех измерительных приборов и реле. Если вторичная нагрузка, превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то часть приборов подключают к дополнительно устанавливаемому TU .

Сечение контрольных кабелей в цепях TU определяется допустимой потерей напряжения и условиями их механической прочности. При этом по условию механической прочности сечение медных кабелей должно быть не менее $1,5 \text{ мм}^2$, а алюминиевых — не менее $2,5 \text{ мм}^2$.

Выбор типа TU определяется его назначением. Если от TU получают питание расчетные счетчики, то целесообразно использовать два однофазных TU серии НОМ или НОЛ для напряжений от 6 до 35 кВ включительно или серии НОС для напряжений 0,5 и 3 кВ, включенных по схеме неполного треугольника, а также трехфазный TU серии НТМК, снабженный обмоткой, компенсирующей угловую погрешность. Два однофазных TU обладают большей мощностью, чем один трехфазный, а по стоимости они примерно равноценны (для $U_{1ном} = 6 \text{ кВ}$) или несколько дешевле (для $U_{1ном} = 10 \text{ кВ}$). Для напряжений 110 кВ и выше используют, как правило, каскадные TU серии НКФ.

Для питания приборов контроля изоляции необходима группа из трех однофазных TU типа ЗНОМ или ЗНОЛ, соединенных в звезду, причем нейтральная точка обмотки ВН TU для правильной работы приборов контроля состояния изоляции обязательно заземляется (рабочее заземление).

Пример 6.10. Для приведенной электрической схемы ТЭЦ (рис. 6.12) мощностью $2 \times 110 \text{ МВт}$ выбрать:

1. Трансформаторы тока в следующих присоединениях (рис. 6.42):
— для РУ-10 кВ — трансформатора собственных нужд генератора $G1$.
2. Трансформаторы напряжения в следующих присоединениях (рис. 6.42):
— для РУ-10 кВ — генератора $G1$ и на сборных шинах;
— для РУ-220 кВ — на сборных шинах.

Основные параметры электрооборудования приведены в Примере 6.5. По этим данным определены начальные периодические токи КЗ на шинах 220 кВ (точка $K1$), шинах 10 кВ (точка $K2$) и за линейным реактором (точка $K3$). Результаты расчетов токов КЗ и постоянной времени T_d приведены в табл. 6.8.

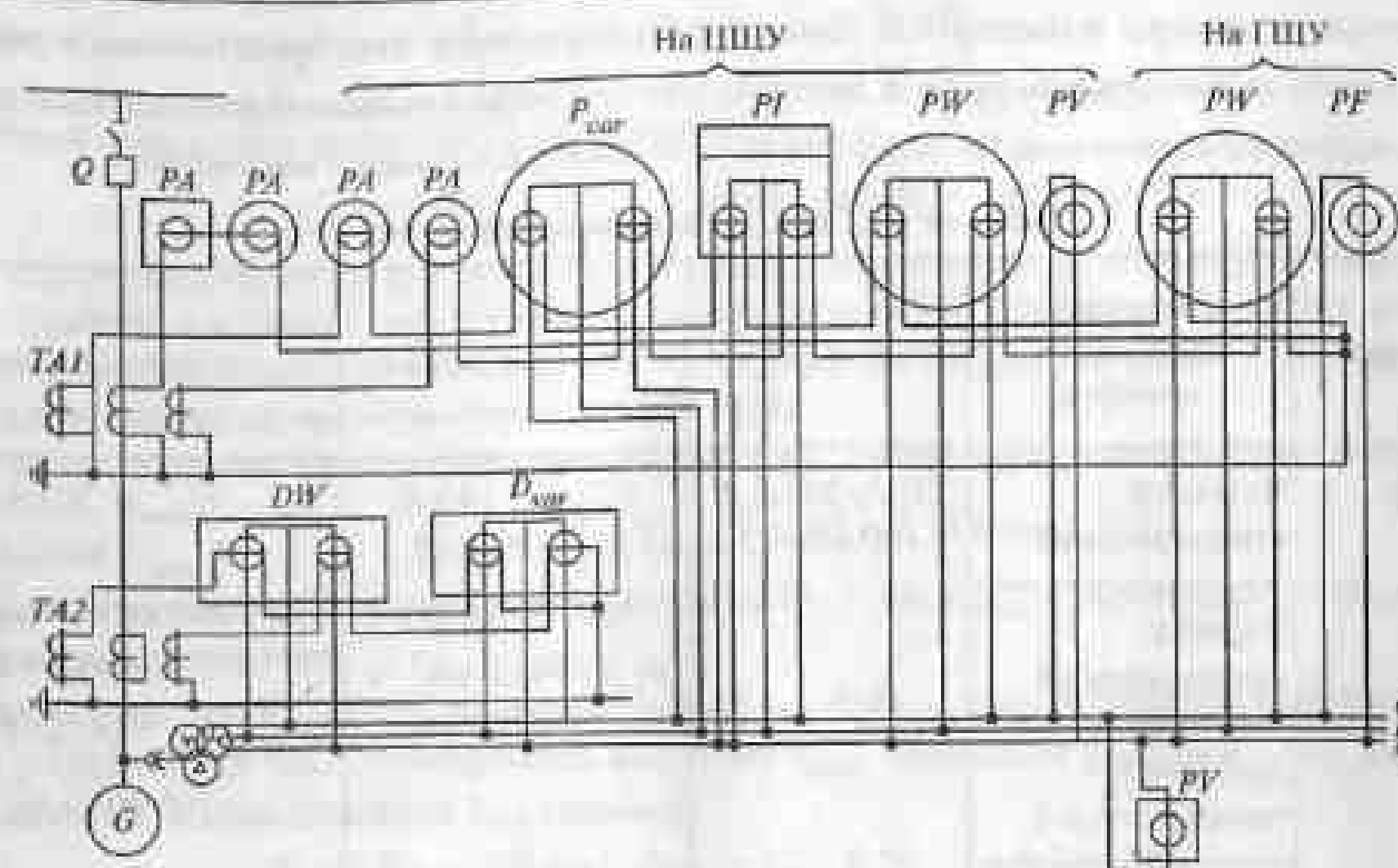


Рис. 6.36. Схема подключения измерительных приборов к трансформаторам тока в цепи генератора:
ЦШУ и ГШУ — центральной и главной шины управления

Пример 6.10.1. Выбрать ТА, предназначенные для подключения измерительных приборов в присоединении генератора (см. Пример 6.9.2).

Расчетные параметры взять из Примера 6.9.2:

$$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ}; I_{утж} = 7947 \text{ А}; I_{зд} = 125,7 \text{ кА}; B_{\Sigma} = 1903,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Трансформаторы тока в присоединении генератора предназначены для питания измерительных приборов, перечень которых приведен в табл. 6.22.

Таблица 6.22. Распределение приборов в цепи генератора по фазам трансформатора тока

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токовыми измерительными приборами, В · А, в фазе		
		A	B	C
Ваттметр показывающий	Д335	0,5	—	0,5
Варметр показывающий	Д335	0,5	—	0,5
Амперметр показывающий	Э350	0,5	0,5	0,5
Расчетный счетчик	И680	2,5	—	2,5
Ваттметр регистрирующий	Н395	10	—	10
Амперметр регистрирующий	Н393	—	10	—
Итого		14	10,5	14

Расчетные параметры и паспортные данные трансформаторов тока представлены в табл. 6.23. Так как участок от выходов генераторов до стены машинного зала выполнен комплектным токопроводом, то выбираем встроенные ТА ТШЛ-20Б-0,2/10Р-8000/5 следующих параметров.

Таблица 6.23. Выбор трансформаторов тока

Присоединение	Перечень необходимых приборов	Тип ТА	Расчетные данные	Паспортные данные
Генератор	Ваттметр показывающий	ТШЛ-20Б-0,2/10Р-8000/5	$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ};$ $I_{утж} = 7947 \text{ А};$ $I_{ул} = 125,7 \text{ кА};$ $B_k = 1903,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ};$ $I_{ном} = 8000 \text{ А};$ По электродинамической стойкости не проверяется $I_{тер}^2 t_{тер} = (8 \cdot 20)^2 \cdot 4 = 102\,400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	Ваттметр показывающий			
	Амперметр показывающий			
	Расчетный счетчик			
	Ваттметр регистрирующий			
Амперметр регистрирующий				
Собственные нужды (вышее напряжение)	Амперметр показывающий	ТПОЛ-10-0,5/10Р-600/5	$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ};$ $I_{утж} = 578 \text{ А};$ $I_{п0} = 89,5 \text{ кА};$ $I_{ул} = 247,7 \text{ кА};$ $B_k = 1155,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ};$ $I_{ном} = 600 \text{ А};$ $I_{пр.скв} = 48,6 \text{ кА};$ $I_{тер}^2 t_{тер} = (0,6 \cdot 32)^2 \cdot 3 = 1105,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	Расчетный счетчик			
	Ваттметр показывающий	ТШЛП-10-0,5/10Р-1000/5	$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ};$ $I_{утж} = 578 \text{ А};$ $I_{ул} = 247,7 \text{ кА};$ $B_k = 1155,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ};$ $I_{ном} = 1000 \text{ А};$ По электродинамической стойкости не проверяются $I_{тер}^2 t_{тер} = (35 \cdot 1)^2 \cdot 3 = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Собственные нужды (нижнее напряжение)	Амперметр показывающий	ТЛ-10-0,5/10Р-1000/5	$U_{с.ном} = 6 \text{ кВ};$ $I_{утж} = 917,5 \text{ А};$ $I_{ул} = 29,9 \text{ кА};$ $B_k = 18,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ};$ $I_{ном} = 1000 \text{ А};$ $I_{длн} = 51 \text{ кА};$ $B_{тер} = 3970 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	Расчетный счетчик			
	Ваттметр показывающий			

$$U_{ном} = 20 \text{ кВ} > U_{с.ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 8000 \text{ А} > I_{утж} = 7947 \text{ А};$$

на электродинамическую стойкость не проверяются

$$I_{тер}^2 t_{тер} = (8 \cdot 20)^2 \cdot 4 = 102\,400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 1903,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По всем номинальным параметрам выбранный ТА удовлетворяет расчетным условиям. Для проверки его работы в заданном классе точности, используя схему включения приборов (см. рис. 6.41) и паспортные данные приборов (табл. 6.26 в [2.3]), определяем нагрузку по фазам и выбираем наиболее нагруженные трансформаторы тока (см. табл. 6.22).

Наиболее нагружены трансформаторы тока фаз А и С. Общее сопротивление приборов равно

$$R_{приб} = S_{приб} / I_{2ном}^2 = 14 / 5^2 = 0,56 \text{ Ом},$$

где $S_{приб}$ — нагрузка от измерительных приборов на ТА, В · А; $I_{2ном}$ — номинальный вторичной обмотки ТА, равный 5 А.

Номинальное сопротивление вторичной цепи $Z_{2ном} = R_{2ном}$ трансформатора тока класса точности 0,5 составляет 1,2 Ом. Сопротивление контактов $R_{конт}$ принимаем равным 0,1 Ом, тогда сопротивление соединительного кабеля $R_{каб}$ составит

$$R_{каб} = R_{2ном} - R_{приб} - R_{конт} = 1,2 - 0,56 - 0,1 = 0,54 \text{ Ом}.$$

Принимая по табл. 6.21 длину кабеля с алюминиевыми жилами $l_{каб} = l_{тр} = 50 \text{ м}$, определяем его расчетное сечение

$$s = \rho l_{расч} / R_{каб} = 0,028 \cdot 50 / 0,54 = 2,6 \text{ мм}^2.$$

По найденному расчетному сечению [6.1] выбираем контрольный кабель марки АКВРГ сечением 4,0 мм².

Пример 6.10.2. Выбрать ТА, предназначенные для подключения измерительных приборов в присоединении трансформатора собственных нужд (см. Пример 6.9.1).

Схема включения измерительных приборов в присоединении ТСН представлена на рис. 6.37. Учет активной энергии, расходуемой на собственные нужды электростанции, должен, как правило, проводиться на стороне высокого напряжения ТСН. Однако, когда имеющиеся на стороне высокого напряжения измерительные ТА не обеспечивают работу расчетных счетчиков с необходимой точностью, допускается подключение счетчиков и измерительных приборов к ТА, установленным на стороне низкого напряжения ТСН. При этом потери энергии в ТСН учитываться не будут.

При подключении счетчиков и измерительных приборов к ТА1, установленным на стороне высокого напряжения, расчетными параметрами являются (см. Пример 6.9.1):

$$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ}; I_{утж} = 578 \text{ А}; I_{п0} = 89,5 \text{ кА}; I_{ул} = 247,7 \text{ кА}; B_k = 1155,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Обеспечить работу счетчиков с необходимой точностью (в классе точности 0,5) могут трансформаторы тока ТПОЛ-10-0,5/1Р-600/5 следующих параметров:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ} = U_{с.ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 600 \text{ А} > I_{утж} = 578 \text{ А};$$

$$I_{пр.скв} = (81 \cdot 0,6) = 48,6 < I_{п0} = 89,5 \text{ кА};$$

$$I_{тер}^2 t_{тер} = (0,6 \cdot 32)^2 \cdot 3 = 1105,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < B_k = 1155,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Однако эти ТА электродинамически и термически нестойки. Электродинамически и термически стойкие ТА ТШЛП-10 имеют следующие параметры:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ} = U_{с.ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 600 \text{ А} > I_{утж} = 578 \text{ А};$$

на электродинамическую стойкость не проверяются

$$I_{тер}^2 t_{тер} = 35^2 \cdot 3 = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 1155,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

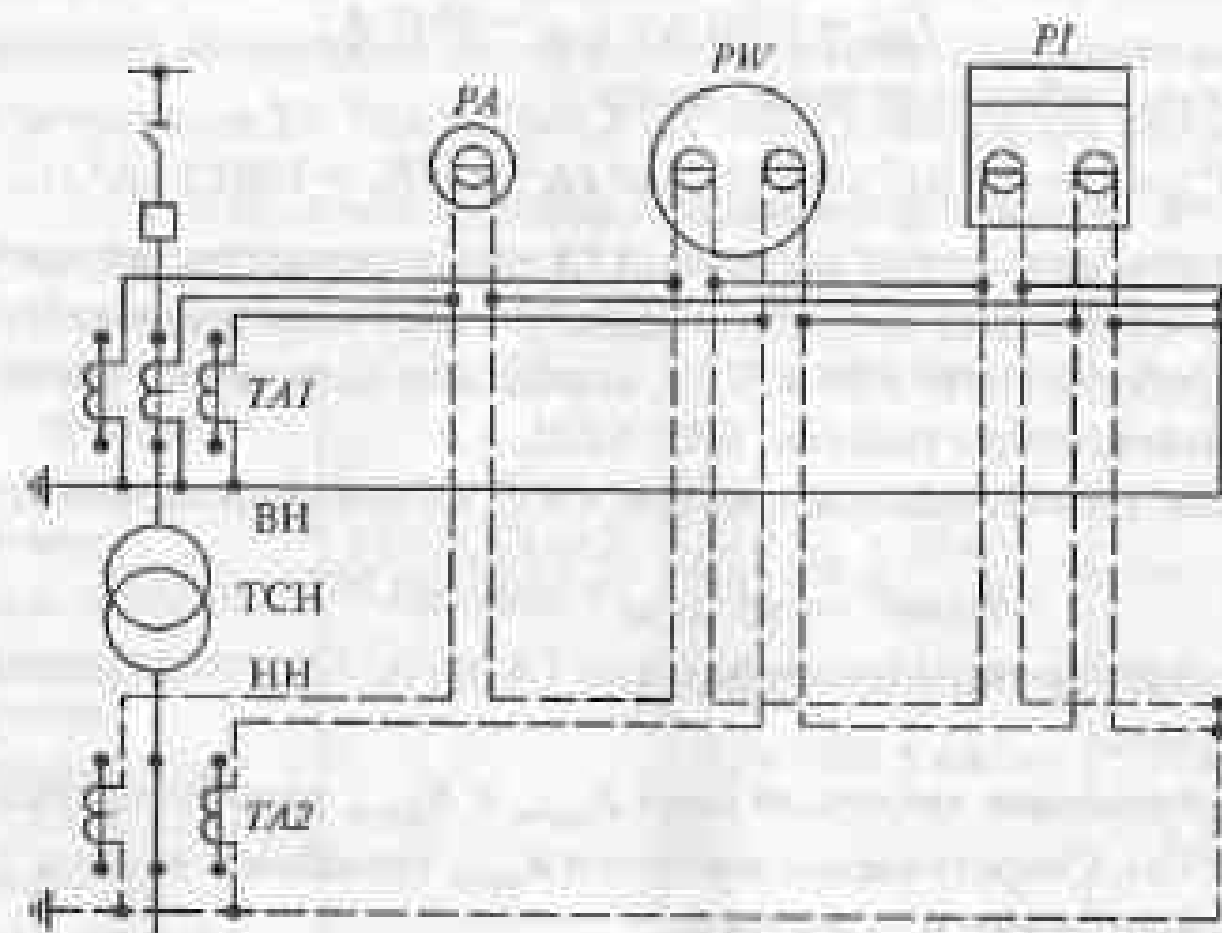


Рис. 6.37. Схема подключения измерительных приборов к трансформаторам тока в цепи трансформатора собственных нужд

По всем номинальным параметрам выбранный ТА удовлетворяет расчетным условиям. Для проверки его работы в заданном классе точности, используя схему включения приборов (см. рис. 6.43) и паспортные данные приборов табл. 6.26 в [2.3], определяем нагрузку по фазам и выбираем наиболее нагруженные трансформаторы тока (табл. 6.24).

Наиболее нагруженными являются трансформаторы тока фазы А. Общее сопротивление приборов равно

$$R_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_{2\text{ном}}^2 = 3,5 / 5^2 = 0,14 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{приб}}$ — потребляемая мощность измерительными приборами, В · А; $I_{2\text{ном}}$ — номинальный вторичный ток ТА, равный 5 А.

Номинальное сопротивление вторичной цепи $Z_{2\text{ном}} = R_{2\text{ном}}$ трансформатора класса точности 0,5 составляет 0,8 Ом. Сопротивление контактов $R_{\text{конт}}$ принимаем равным 0,05 Ом, тогда сопротивление соединительного кабеля $R_{\text{каб}}$ составит

$$R_{\text{каб}} = R_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}} = 0,8 - 0,14 - 0,05 = 0,61 \text{ Ом}.$$

Таблица 6.24. Распределение приборов в цепи ТТН по фазам трансформатора тока

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токами измерительными приборами, В · А, в фазах		
		А	В	С
Ваттметр показывающий	Д335	0,5	—	0,5
Амперметр показывающий	Э350	0,5	—	—
Расчетный счетчик	И680	2,5	—	2,5
Итого		3,5	0	3,0

Принимая по табл. 6.21 длину кабеля с алюминиевыми жилами $l_{\text{расч}} = l_{\text{тр}} = 60$ м, определяем его расчетное сечение

$$s = \rho l_{\text{расч}} / R_{\text{каб}} = 0,028 \cdot 60 / 0,61 = 2,8 \text{ мм}^2.$$

По найденному расчетному сечению по [6.1] выбираем контрольный кабель марки АКВРГ сечением 4,0 мм².

При установке ТА на стороне низкого напряжения ТА необходимо произвести расчет тока КЗ за ТТН и определить расчетные параметры.

Сопротивление ТТН X_{17} в схеме замещения (см. рис. 6.13)

$$X_{17} = \nu_x / 100 S_{\text{ТТН}} / S_{\text{ном}} = 8 \cdot 1000 / 100 \cdot 10 = 8,0.$$

С учетом схемы замещения, приведенной на рис. 6.17, π , результирующее сопротивление схемы замещения

$$X_{\text{рез}} = X_1 \cdot X_{16} / (X_1 + X_{16}) + X_{17} = 1,3 \cdot 1,37 / (1,3 + 1,37) + 8 = 8,66.$$

Результирующая ЭДС схемы замещения

$$E_{\text{рез}} = (E_3 \cdot X_1 + E_1 \cdot X_{16}) / (X_1 + X_{16}) = (1,051 \cdot 1,37 + 1,124 \cdot 1,3) / (1,3 + 1,37) = 1,09.$$

Тогда

$$I_{\text{кз}} = E_{\text{рез}} S_{\text{ТТН}} / \sqrt{3} U_{\text{ном}} X_{\text{рез}} = 1,09 \cdot 1000 / \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 8,6 = 11,6 \text{ кА}.$$

По табл. 6.7 определяем $K_{\text{уд}} = 1,82$ и $T_{\text{в}} = 0,048$ с и соответственно

$$I_{\text{уд}} = K_{\text{уд}} \sqrt{2} I_{\text{кз}} = 1,82 \cdot \sqrt{2} \cdot 11,6 = 29,9 \text{ кА};$$

$$B_{\text{к}} \cdot I_{\text{кз}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{в}}) = 11,6^2 (0,09 + 0,048) = 18,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{\text{откл}} = 0,09$ с (см. Пример 6.9.1)

$$I_{\text{уст}} = S_{\text{ном}} / \sqrt{3} U_{\text{ном}} = 10 \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot 6,3 = 916 \text{ А}.$$

По полученным расчетным параметрам выбираем ТА ТЛ-10-0,5/10Р-1000/5 следующих параметров:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} > U_{\text{с.акм}} = 6,3 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А} > I_{\text{уст}} = 916 \text{ А};$$

$$I_{\text{пр.ств}} = 128 \text{ кА} > I_{\text{кз}} = 89,5 \text{ кА};$$

$$I_{\text{кз}}^2 t_{\text{в}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_{\text{к}} = 1155,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По всем номинальным параметрам выбранный ТА удовлетворяет расчетным условиям. Проверим его работу в заданном классе точности. Из табл. 6.24 видно, что наиболее нагружены трансформаторы тока фазы А. Общее сопротивление приборов

$$R_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_{2\text{ном}}^2 = 3,5 / 5^2 = 0,14 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{приб}}$ — нагрузка от измерительных приборов на ТА, В · А; $I_{2\text{ном}}$ — номинальный вторичный ток ТА, равный 5 А.

Номинальное сопротивление вторичной цепи $Z_{2\text{ном}} = R_{2\text{ном}}$ трансформатора тока класса точности 0,5 составляет 0,4 Ом. Если сопротивление контактов $R_{\text{конт}}$ равно 0,05 Ом, то сопротивление соединительного кабеля $R_{\text{каб}}$

$$R_{\text{каб}} = R_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}} = 0,4 - 0,14 - 0,05 = 0,21 \text{ Ом}.$$

Принимая по табл. 6.21 длину кабеля с алюминиевыми жилами $l_{\text{тр}} = 60$ м, определяем его расчетное сечение с учетом расположения трансформаторов тока в двух фазах, при котором

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} l_{\text{тр}} = \sqrt{3} \cdot 60 = 103,9 \text{ м}$$

и

$$s = \rho l_{\text{расч}} / R_{\text{каб}} = 0,028 \cdot 103,9 / 0,21 = 13,85 \text{ мм}^2.$$

Так как сечение больше 6 мм^2 , как правило, не применяется, то для снижения требуемого сечения соединительного кабеля примем ТА ТЛ-10-0,5/10Р-1500/5 следующих параметров

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} > U_{\text{с.ном}} = 6,3 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А} > I_{\text{утк}} = 916 \text{ А};$$

$$I_{\text{пр.ско}} = 128 \text{ кА} > I_{\text{но}} = 89,8 \text{ кА};$$

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > H_k = 1155,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Для этого ТА номинальное сопротивление вторичной цепи $Z_{2\text{ном}} = R_{2\text{ном}}$ в классе точности 0,5 составляет 0,8 Ом, сопротивление соединительного кабеля $R_{\text{каб}}$ составит

$$R_{\text{каб}} = R_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}} = 0,8 - 0,14 - 0,05 = 0,61 \text{ Ом}$$

и

$$s = \rho I_{\text{расч}}^2 / R_{\text{каб}} = 0,028 \cdot 103,9 / 0,61 = 4,8 \text{ мм}^2.$$

По найденному расчетному сечению по [6.1] выбираем контрольный кабель марки АКВРГ сечением $6,0 \text{ мм}^2$.

Пример 6.10.3. Выбрать трансформаторы напряжения, предназначенные для подключения измерительных приборов в присоединении генератора (см. Пример 6.9.2) при $U_{\text{с.ном}} = 10 \text{ кВ}$.

Трансформаторы напряжения в присоединении генератора предназначены для питания измерительных приборов, перечень которых приведен в табл. 6.25. Кроме того, к ним подключаются приборы колонки синхронизации и приборы контроля состояния изоляции, не участвующие в подсчете нагрузок ТУ из-за кратковременного подключения.

Проведем выбор однофазных ТУ, соединенных в неполный треугольник, и предназначенных для подключения измерительных приборов и счетчиков. Результаты подсчета нагрузки ТУ от приборов приведены в табл. 6.25.

Трансформаторы напряжения НОМ-10 могут выдерживать в классе точности 0,5 нагрузку до $S_{2\text{ном}} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$, что значительно выше наибольшей расчетной мощности $S_{2\text{расч}} = 64 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Таблица 6.25. Распределение приборов в цепи генератора по фазам трансформатора тока

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность электроизмерительными приборами В·А, включенными между фазами		
		АВ	ВС	СА
Ваттметр показывающий	Д335	2,0	2,0	—
Варметр показывающий	Д335	2,0	2,0	—
Вольтметр показывающий	Э350	—	—	2,0
Частотомер показывающий	Э371	—	—	3,0
Расчетный счетчик	И672М	8,0	8,0	—
Вольтметр регистрирующий	Н393	—	—	10
Ваттметр регистрирующий	Н348	10,0	10,0	—
Датчик активной мощности	Е829	5,0	—	5,0
Датчик реактивной мощности	Е830	—	5,0	5,0
Итого		27	27	25

Таблица 6.26. Распределение приборов в цепи генератора по фазам трансформатора тока

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность электроизмерительными приборами, В·А, включенными между фазами		
		АВ	ВС	СА
Вольтметр показывающий	Э350	—	2,0	—
Частотомер показывающий	Э371	—	3,0	—
Расчетные счетчики (число отходящих линий от секции сборных шин 10 кВ равно 8, включая ТОН)	И672М	64	—	64
Итого		64	5	64

Пример 6.10.4. Выбрать трансформаторы напряжения, предназначенные для подключения измерительных приборов на сборных шинах 10 кВ, при $U_{\text{с.ном}} = 10 \text{ кВ}$. Трансформаторы напряжения на сборных шинах генераторного напряжения служат для подключения измерительных приборов (табл. 6.26).

Вольтметры контроля состояния изоляции и приборы колонки синхронизации включают временно, поэтому они не учитываются при подсчете нагрузки.

Проверим возможность совместного питания всех указанных приборов от одного трехфазного трансформатора напряжения НТМИ-10, допустимая нагрузка которого в классе точности 0,5 раша $S_{2\text{ном}} = 120 \text{ В} \cdot \text{А}$ при равномерном распределении нагрузки на все фазы. На одну секцию сборных шин 10 кВ в соответствии с исходящими данными придется семь отходящих линий к потребителям и один ТОН, т.е. на одну секцию будет подключено восемь расчетных счетчиков суммарной потребляемой мощностью $64 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Из табл. 6.26 следует, что общая нагрузка на ТУ составит

$$S_{2\text{расч}} = 64 + 64 + 5 = 133 \text{ В} \cdot \text{А} > S_{2\text{ном}} = 120 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Кроме того, нагрузка неравномерно распределена по обмоткам, поэтому ТУ будет работать с погрешностями, превышающими нормированные для классов точности 0,5.

Следовательно, расчетные счетчики следует подключить к отдельным ТУ НОМ-10, включенным по схеме неполного треугольника. Каждый ТУ класса точности 0,5 может выдерживать нагрузку $S_{2\text{ном}} = 75 \text{ В} \cdot \text{А} > S_{2\text{расч}} = 64 \text{ В} \cdot \text{А}$.

- 1.1. Волькенбу И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д. Экономика формирования электроэнергетических систем / Под ред. А.А. Троицкого. М.: Энергия, 1981.
- 1.2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985.
- 1.3. Балаков Ю.Н., Миерханов М.Ш., Шунтов А.В. Схемы выдачи мощности электростанций: Методологические аспекты формирования. М.: Энергоатомиздат, 2002.
- 2.1. Вагг Л.А., Захаров С.Н. Методы экономической оценки в энергетике. М.—Л.: Госэнергоиздат, 1962.
- 2.2. Сборник типовых задач по электрической части электрических станций / Под ред. Б.Н. Неклепаева. М.: Издательство МЭИ, 1985.
- 2.3. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоатомиздат, 1989.
- 2.4. Надежность систем энергетике и их оборудования: Справочник: В 4-х т. / Под общ. ред. Ю.Н. Руденко. Т.2. Надежность электроэнергетических систем: Справочник / Под ред. М.Н. Розанова. М.: Энергоатомиздат, 2000.
- 2.5. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1986.
- 2.6. Электротехнический справочник / Под общ. ред. профессоров МЭИ. М.: Издательство МЭИ, 2002. Т.3.
- 2.7. Непомнищ В.А. Учет надежности при проектировании энергосистем. М.: Энергия, 1978.
- 3.1. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. М.: Энергия, 1969.
- 3.2. Розанов М.Н. Управление надежностью систем энергетике. Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1991.
- 3.3. Дубицкий М.А., Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Выбор и использование резервов генерирующей мощности в электроэнергетических системах. М.: Энергоатомиздат, 1988.
- 3.4. Эндриен Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах. М.: Энергоатомиздат, 1983.
- 3.5. Биллингтон Р., Аллан В. Оценка надежности электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1988.
- 3.6. Руководящие указания и нормативы по проектированию развития энергосистем. М.: Минэнерго СССР, 1981.
- 3.7. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003. № 277.
- 3.8. Александров Г.Н. Передача электрической энергии переменным током. Л.: Энергоатомиздат, 1990.
- 3.9. Крюков А.А., Сорокин В.М., Либкинд М.С. Управляемая поперечная компенсация электропередачи переменного тока / Под ред. М.С. Либкинда. М.: Энергоатомиздат, 1981.
- 3.10. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / Под ред. Л.А. Жукова. М.: Энергия, 1979.
- 3.11. Неклепаев Б.Н. Координация и оптимизация уровней токов короткого замыкания в электрических системах. М.: Энергия, 1978.
- 4.1. Электрическая часть станций и подстанций / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Няяшкова и др. / Под ред. А.А. Васильева. М.: Энергоатомиздат, 1990.
- 4.2. Сборник задач и упражнений по электрической части электростанций и подстанций. Часть I / Под ред. Б.Н. Неклепаева и В.А. Старшинова. М.: Издательство МЭИ, 1996.

- 4.3. Морозова Ю.А., Няяшкова Е.Ф. Выбор принципиальной схемы и схемы собственных нужд электрических станций и подстанций. М.: Издательство МЭИ, 1981.
- 4.4. Фельдман М.Л., Черновец А.К. Особенности электрической части атомных электростанций. Л.: Энергоатомиздат, 1983.
- 4.5. Гидроаккумулирующие электростанции. Строительство и эксплуатация Загорской ГАЭС / Н.И. Серебряников, В.Г. Родионов, А.П. Кулешов и др. М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2000.
- 4.6. Цанев С.В., Бузов В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / Под ред. С.В. Цанева. М.: Издательство МЭИ, 2002.
- 5.1. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей. М.: Минэнерго СССР, 1980.
- 5.2. Правила технологического проектирования атомных станций (с реакторами ВВЭР). М.: Министерство атомной энергетики и промышленности СССР, 1990.
- 5.3. Нормы проектирования технологической части ГЭС и ГАЭС. М.: РАО «ЕЭС России», 1994.
- 5.4. Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35—750 кВ. М.: Ин-т «Энергосетьпроект», 1991. № 13865.
- 5.5. Шапиро И.М. Принципы унификации элементов электрической сети 110—330 кВ. М.: Энергоатомиздат, 1984.
- 5.6. Грубицын В.И. Надежность электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1997.
- 5.7. Окалович М.Н. Проектирование электрических станций. М.: Энергониздат, 1982.
- 6.1. Правила устройства электроустановок. 6-е (7-е) изд. М.: Энергосервис, 2003.
- 6.2. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б.Н. Неклепаева. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
- 6.3. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М.: Энергия, 1970.

Учебное издание

**Балаков Юрий Николаевич, Мисриханов Мисрихан Шапиевич,
Шуигов Андрей Вячеславович**

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СХЕМ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Учебное пособие для вузов

Редактор Н.Л. Пароева

Художественный редактор А.Ю. Землеруб

Технический редактор Т.А. Дворецкова

Корректор В.В. Сомова

Компьютерная верстка Л.Н. Тагиной

Подписано в печать с оригинала-макета 29.12.2004	Формат 70×100/16	
Бумага офсетная	Гарнитура Таймс	Печать офсетная
Усл. печ. л. 23,2	Усл. кр.-отг. 24,2	Уч.-издл. 24,2
Тираж 1000 экз.	Заказ № 1019	С-030

ЗАО «Издательский дом МЭИ», 111250, Москва, ул. Красноказарменная, д. 14,
тел/факс: (495) 361-1681, адрес в Интернет: <http://www.mpei-publishers.ru>,
электронная почта: publish@mpei.ru, publisha@mpei-publishers.ru

Отпечатано в ППП «Типография «Наука», 121099, Москва, Шубинский пер., д. 6