



**Уральский
федеральный
университет**

имени первого Президента
России Б.Н.Ельцина

**Уральский
энергетический
институт**

**С. Е. КОКИН
С. А. ДМИТРИЕВ
А. И. ХАЛЬЯСМАА**

СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ

Учебное пособие

Министерство образования и науки Российской Федерации
Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

С. Е. Кокин, С. А. Дмитриев, А. И. Хальясмаа

СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ

Учебное пособие

Рекомендовано методическим советом УрФУ
для студентов электроэнергетических специальностей
140400 — Электроэнергетика и электротехника

Екатеринбург
Издательство Уральского университета
2015

УДК 621.311.2(075.8)

ББК 31.277я73

К59

Рецензенты:

канд. экон. наук, проф., директор ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания» А. С. Семериков;

канд. техн. наук, доц., зам. директора по науке ЗАО «Техсистем групп» В. Г. Неуймин

Научный редактор — канд. техн. наук, доцент А. А. Суворов

Кокин, С. Е.

К59 Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие / С. Е. Кокин, С. А. Дмитриев, А. И. Хальясмаа. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2015. — 100 с.

ISBN 978-5-7996-1457-7

Учебное пособие содержит описание принципов построения схем электрических соединений подстанций, требования к надежности схем. Особое внимание уделяется вопросам применения типовых схем подстанций для различных классов напряжения. Пособие будет иметь определенную ценность как для студентов очной и заочной формы обучения, изучающих курсы «Электрическая часть станций и подстанций», «Электрооборудование», «Эксплуатация электрических станций», «Режимы работы электрических станций» и т. п., так и для специалистов в области проектирования энергетических объектов различных классов напряжения в качестве учебного и справочного материала.

Библиогр.: 13 назв. Табл. 28. Рис. 28.

УДК 621.311.2(075.8)

ББК 31.277я73

ISBN 978-5-7996-1457-7

© Уральский федеральный университет, 2015

Оглавление

Введение.....	7
---------------	---

Глава 1.

Принципы построения схем

электрических соединений энергообъектов.....	9
---	----------

1.1. Общие сведения и определения.....	9
--	---

1.2. Схемы с однократным принципом подключения присоединений.....	11
--	----

1.3. Схемы с двукратным принципом подключения присоединений.....	12
---	----

1.4. Схема многоугольника с подменным выключателем.....	15
---	----

Глава 2.

Типизация и унификация главных схем электрических

соединений подстанций.....	17
-----------------------------------	-----------

2.1. Подстанция — составная часть схемы ЭЭС.....	17
--	----

2.2. Типы подстанций.....	18
---------------------------	----

2.3. Основные требования, предъявляемые к схемам.....	19
---	----

Глава 3.

Типовые схемы

электрических соединений подстанций.....	21
---	-----------

3.1. Общие указания по применению типовых схем.....	21
---	----

3.2. Обоснование надежности схем.....	25
---------------------------------------	----

3.3. Указания по применению блочных схем.....	27
---	----

3.3.1. Схема 1. Блок (линия — трансформатор) с разъединителем.....	27
---	----

3.3.2. Схема 3Н. Блок (линия — трансформатор) с выключателем).....	27
---	----

3.3.3. Схема 4Н. Два блока (линия — трансформатор) с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии).....	27
---	----

3.4. Указания по применению мостиковых схем, схем «заход-выход» и «треугольник».....	27
3.4.1. Схема 5Н. Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий....	28
3.4.2. Схема 5АН. Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	28
3.4.3. Схема 6. Заход-выход.....	28
3.4.4. Схема 6Н. Треугольник.....	28
3.5. Указания по применению схем четырехугольника и шестиугольника.....	29
3.5.1. Схема 7. Четырехугольник.....	29
3.5.2. Схема 8. Шестиугольник	29
3.6. Указания по применению схем со сборными шинами и одним выключателем на присоединение.....	30
3.6.1. Схема 9. Одна рабочая секционированная выключателем система шин	30
3.6.2. Схема 9Н. Одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку выключателей	30
3.6.3. Схема 9АН. Одна рабочая секционированная система шин с подключением ответственных присоединений через «полуторную» цепочку	30
3.6.4. Схемы 12. Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин.....	30
3.6.5. Схема 12Н. Одна рабочая, секционированная выключателями, и обходная система шин с подключением каждого трансформатора к обеим секциям рабочей системы шин	31
3.6.6. Схема 13. Две рабочие системы шин	31
3.6.7. Схема 13Н. Две рабочие и обходная системы шин.....	31
3.6.8. Схема 14. Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя шиносоединительными и двумя обходными выключателями	31
3.7. Указания по применению схем со сборными шинами с двумя и «полутора» выключателями на присоединение	32
3.7.1. Схема 15. Трансформаторы–шины с присоединением линий через два выключателя)	32
3.7.2. Схема 16. Трансформаторы-шины с полуторным присоединением линий)	32

3.7.3. Схема 17. Полуторная	32
3.8. Указания по применению схем для КРУЭ	33
3.9. Указания по применению схем распределительных устройств 10(6) кВ.....	34
3.9.1. Схема 10(6)-1. Одна секционированная выключателем (или двумя выключателями) система шин.....	34
3.9.2. Схема 10(6)-2. Две секционированные выключателями системы шин	34
3.9.3. Схема 10(6)-3. Четыре секционированные выключателями системы шин	35
3.10. Указания по применению схем подключения компенсирующих устройств.....	36
3.11. Типовые схемы	37

Глава 4.

Рекомендации по выбору главных схем электрических соединений подстанций.....	68
4.1. Факторы, влияющие на выбор схемы РУВН ПС	68
4.2. Перечень схем РУ 35 кВ	68
4.3. Перечень схем РУ 110 кВ.....	69
4.4. Перечень схем РУ 220 кВ	70
4.5. Перечень схем РУ 330 кВ	71
4.6. Перечень схем РУ 500 кВ	71
4.7. Перечень схем РУ 750 кВ.....	72
4.8. Перечень схем РУ 10(6) кВ, линейных регулировочных трансформаторов 35 кВ, синхронных компенсаторов и регулируемых ШКБ 10(6), 35 кВ	72
4.9. Алгоритм выбора схем для РУ 35 кВ.....	73
4.10. Алгоритм выбора схем для РУ 110 и 220 кВ	74
4.11. Защита от перенапряжений.....	75

Глава 5.

Рекомендации по выбору схем питания собственных нужд подстанций.....	77
---	-----------

Глава 6.

Определение стоимости

электросетевого строительства	82
6.1. Общие положения	82
6.2. Определение укрупненных показателей стоимости подстанций 35–750 кВ.....	82
6.3. Определение укрупненных показателей стоимости ЛЭП 6–750 кВ.....	87

Глава 7.

Конструктивное выполнение распределительных устройств.....

89

Принятые сокращения.....97

Список литературы 99

Введение

Пособие написано на основе норм технологического проектирования (НТП) [1], правил устройства электроустановок (ПУЭ) [2] и руководящих указаний по применению типовых схем подстанций [3].

Установлено минимальное количество типовых схем РУ (в том числе ОРУ, ЗРУ, КРУЭ), которые охватывают большую часть встречающихся в практике случаев проектирования новых и реконструкции действующих подстанций (ПС) и комплектных трансформаторных подстанций (КТП) и позволяют обеспечить надежность и живучесть ПС с помощью экономичных унифицированных решений. Для разработанного набора схем РУ выполняются типовые проектные решения компоновок сооружений, установки оборудования, устройств управления, релейной защиты, автоматики и строительной части.

Приведенные типовые схемы РУ являются обязательными при проектировании новых, расширяемых и подлежащих техническому перевооружению и реконструкции ПС всех ведомств, в случае, если ПС в последующем будут эксплуатироваться ОАО «ФСК ЕЭС».

Применение нетиповых схем допускается только при наличии соответствующих технико-экономических обоснований.

В работе принята терминология ПУЭ. Для обозначения обязательности выполнения требований применяются слова «должен», «следует», «необходимо» и производные от них. Слова «как правило» означают, что данное требование является преобладающим, а отступление от него должно быть обосновано. Слово «допускается» употребляется, когда данное решение может быть применено в виде исключения. Слово «рекомендуется» означает, что данное решение является одним из лучших, но не обязательным.

За последние несколько лет рекомендуемые к применению схемы подстанций существенно изменились. Основные изменения по сравнению с нормативными материалами от 1987 и 1993 гг. следующие:

- на вновь проектируемых или реконструируемых ПС исключена возможность применения схем с отделителями и короткозамыкателями, эксплуатация которых показала их низкую надежность;

- из числа типовых схем со сборными шинами и одним выключателем на присоединение исключены схемы с совмещением обходного и секционного (шиносоединительного) выключателя;
- существенно расширены число схем с коммутацией присоединения двумя выключателями и область их применения;
- в ряде случаев, когда применяется современное оборудование с высокими эксплуатационными характеристиками, допускается упрощение структуры схем (отказ от ремонтных перемычек, отказ от обходной системы шин).
- в ряде схем, в целях повышения надежности, между секциями систем сборных шин принята установка двух последовательно включенных выключателей. Например, в схемах РУ 10 (6) кВ установка одного секционного выключателя допускается только при наличии соответствующих обоснований.

Глава 1

Принципы построения схем электрических соединений энергообъектов

1.1. Общие сведения и определения

Главная схема (ГС) электрических соединений энергообъекта — это совокупность основного электротехнического оборудования, коммутационной аппаратуры и токоведущих частей, отражающая порядок их соединения между собой.

В общем случае элементы главной схемы электрических соединений можно разделить на две части:

- 1) внешние присоединения (далее в тексте — Присоединения) — генераторы, блоки «генератор-трансформатор», трансформаторы, автотрансформаторы, линии электропередачи, шунтирующие реакторы;
- 2) внутренние элементы, которые в свою очередь делятся на:
 - схемообразующие — элементы, образующие структуру схемы: коммутационная аппаратура (выключатели, разъединители, отделители и т. п.), токоведущие части (сборные шины, участки токопроводов), токоограничивающие реакторы;
 - вспомогательные — элементы, предназначенные для обеспечения нормальной работы ГС: трансформаторы тока, напряжения, разрядники и т. п.

Неуклонная тенденция концентрации мощности на энергетических объектах остро ставит проблемы, связанные с надежностью и экономичностью электроэнергетических систем (ЭЭС) в целом и, в частности, главных схем электрических соединений энергообъектов и их распределительных устройств (РУ). С одной стороны, это связано с повышением значимости присоединений ГС для сохранения нормальной работы ЭЭС, а с другой — со значительным ростом единичной стоимости оборудования ГС. Прежде всего (но не исключительно) это касается РУ сверхвысокого и ультравысокого напряжения.

В связи с уникальностью объектов и значительной неопределенностью исходных данных процесс выбора главной схемы всегда является результатом технико-экономического сравнения конкурентоспособных вариантов, цель которого — выявить наиболее предпочтительный с точки зрения удовлетворения заданных качественных и количественных условий. Учет экономических, технических и социальных последствий, связанных с различной степенью надежности ГС, в настоящее время представляет наибольшую сложность этапа технико-экономического сравнения. Это связано, в первую очередь, с недостаточностью исходных данных (особенно статистических характеристик надежности), сложностью формулирования показателей надежности ГС в целом и определения ущербов от недоотпуска электроэнергии и нарушений устойчивости параллельной работы ЭЭС.

Основное назначение схем электрических соединений энергообъектов заключается в обеспечении связи ее присоединений между собой в различных режимах работы. Именно это определяет следующие основные требования к ГС:

- надежность — повреждения какого-либо присоединения или внутреннего элемента не должны, по возможности, приводить к потере питания исправных присоединений;
- ремонтпригодность — вывод в ремонт какого-либо присоединения или внутреннего элемента не должен, по возможности, приводить к потере питания исправных присоединений и снижению надежности их питания;
- гибкость — возможность быстрого восстановления питания исправных присоединений;
- возможность расширения — подключение к схеме новых присоединений без значительных изменений существующей части;
- простота и наглядность — снижение возможных ошибок эксплуатационного персонала;
- экономичность — минимальная стоимость при условии выполнения перечисленных выше требований.

Анализ надежности схем электрических соединений осуществляется путем оценки последствий различных аварийных ситуаций, которые могут возникать на присоединениях и элементах ГС (любое присоединение и любой элемент ГС могут послужить источником отказа и любой из них необходимо периодически ремонтировать).

Условно аварийные ситуации в ГС можно разбить на три группы:

- аварийные ситуации типа «отказ» — отказ какого-либо присоединения или элемента ГС, возникающий при нормально работающей ГС;
- аварийные ситуации типа «ремонт» — ремонт какого-либо присоединения или элемента ГС;

- аварийные ситуации типа «ремонт + отказ» — отказ какого-либо присоединения или элемента ГС, возникающий в период проведения ремонта элементов ГС.

Все известные в настоящее время ГС построены на основных принципах подключения присоединений, которые будут рассмотрены далее.

1.2. Схемы с однократным принципом подключения присоединений

В данном классе схем для коммутации присоединения требуется срабатывание одного выключателя. К таким схемам относятся схемы со сборными шинами, наиболее широко применяемые сегодня на напряжениях до 220 кВ включительно. Родоначальником данного класса схем является схема рис. 1.1, а — одна система сборных шин с коммутацией присоединения одним выключателем. По структуре это схема звезды (рис. 1.1, б). Схема симметричная и односвязная (между любыми двумя присоединениями существует один путь связи).

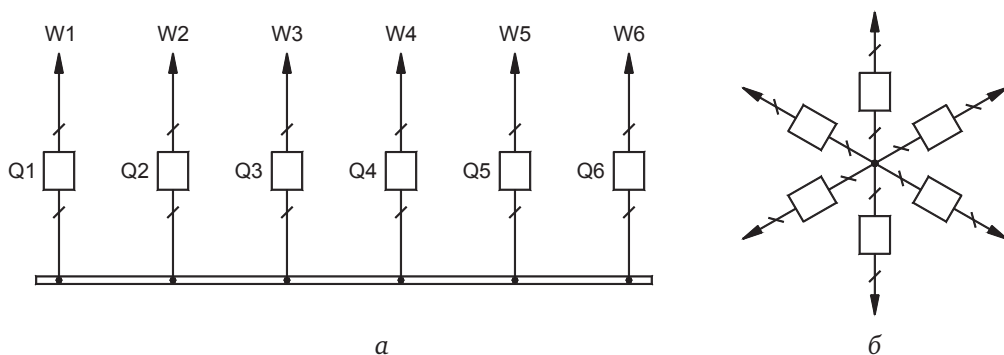


Рис. 1.1. Принципиальные схемы электрических соединений:

- а — схема с одной системой шин и подключением присоединений через один выключатель;
- б — структура схемы с однократным принципом подключения присоединений

К несомненным достоинствам таких схем следует, прежде всего, отнести их высокую экономичность, наглядность, простоту. Возможность отключения присоединения одним выключателем, безусловно, снижает вероятность развития цепочечных аварий. Однако между двумя любыми присоединениями существует всего один независимый путь связи. Основной недостаток данного класса схем заключается в том, что любое внутреннее повреждение требует срабатывания большого числа выключателей и влечет за собой потерю большого числа присоединений.

Применение секционного выключателя (рис. 1.2) не устраняет основной недостаток схемы, а лишь снижает в два раза число одновременно теряемых в результате внутренних повреждений присоединений. Применение развилки из разъединителей (схема с двумя рабочими системами шин) позволяет осуществлять ремонт систем сборных шин без потери присоединений. Однако в нормальном режиме схема «живет» в состоянии одиночной секционированной и любое внутреннее повреждение по-прежнему приводит к потере всех присоединений, связанных с системой сборных шин.

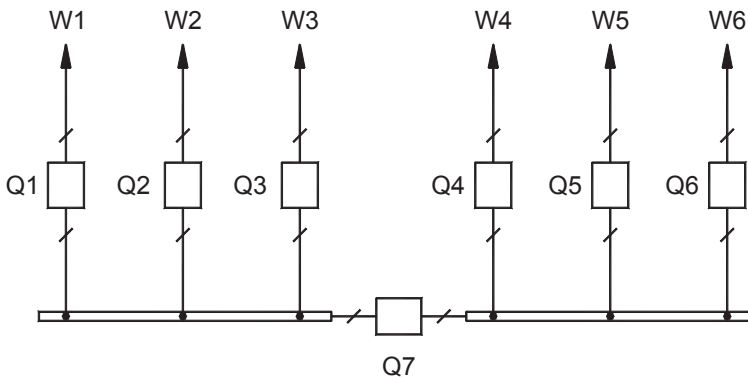


Рис. 1.2. Схема одна система шин, секционированная выключателем

1.3. Схемы с двукратным принципом подключения присоединений

В данном классе схем для коммутации присоединения требуется срабатывание двух выключателей. Сюда относятся схемы, наиболее широко применяемые в настоящее время в качестве схем РУ энергообъектов на напряжениях 330–500 кВ и выше.

Родоначальником данного класса является схема многоугольника (рис. 1.3).

Схема содержит выключатели (число выключателей равняется числу присоединений, соединенных в кольцо) и разъединители, которые расположены с обеих сторон выключателя (для проведения ремонтов). Присоединения подключены между выключателями и также снабжены разъединителями по условиям ремонтпригодности.

Схема многоугольника обладает наибольшей устойчивостью в аварийных ситуациях типа «отказ»: короткое замыкание на любом присоединении или элементе данной схемы отключается всего двумя выключателями (в том числе и отказ любого выключателя схемы или любого ее присоединения).

Данное свойство схемы особенно ценно с точки зрения ликвидации цепочечных аварий, которые локализуются всего одним дополнительным выключателем. Отметим, что из известных схем данным свойством обладает лишь схема многоугольника (рис. 1.4).

Основной недостаток схемы многоугольника заключается в резком изменении конфигурации схемы при ремонтах любого оборудования кольца.

Схема из кольцевой превращается в разомкнутую цепочку. И в этот период любое повреждение может привести к тяжелым последствиям. Например, отказ W_4 в период ремонта Q_1 приводит к необходимости отключения Q_4 и Q_5 , что приводит к делению схемы на части, а следовательно, к резкому изменению структуры энергосистемы.

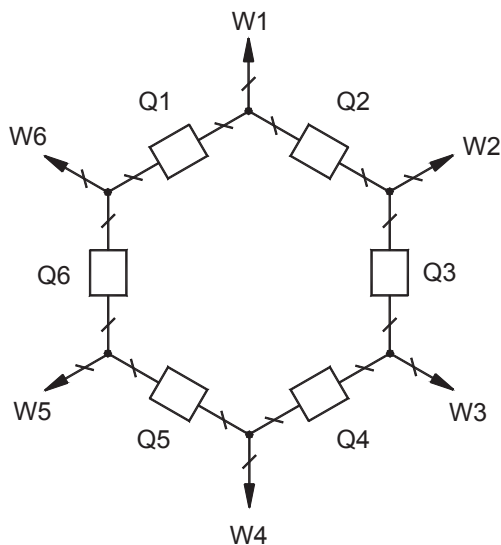
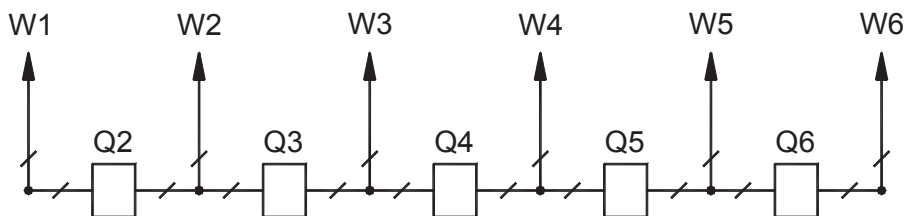


Рис. 1.3. Схема многоугольника

Рис. 1.4. Схема многоугольника в период ремонта выключателя Q_1

Применяемые в настоящее время для высоких классов напряжения схемы «3/2» (рис. 1.5) и «4/3» являются, по сути, схемами смежных многоугольников.

Существенное увеличение числа выключателей приводит к тому, что при ремонтах выключателей снижается надежность не всех, а части присоединений (размыкается не все кольцо, а только его часть). Так, например, при ремонте Q_1 присоединения W_1 и W_4 становятся «односвязными» и отказы Q_7 , Q_8 , Q_9 или A_2 приводят к отделению этих присоединений от остальной части схемы и, как следствие этого, к существенному изменению структуры энергосистемы.

Кроме этого, в названных выше схемах существуют режимы (ремонты систем сборных шин), при которых размыкаются все кольца и снижается

надежность всех присоединений. На рис. 1.6 приведена структура схемы «3/2» в период ремонта системы шин. Из приведенного рисунка видно, что любая аварийная ситуация в районе второй системы сборных шин приводит к полному делению схемы на три несвязные цепочки, что, безусловно, повлечет за собой серьезную системную аварию.

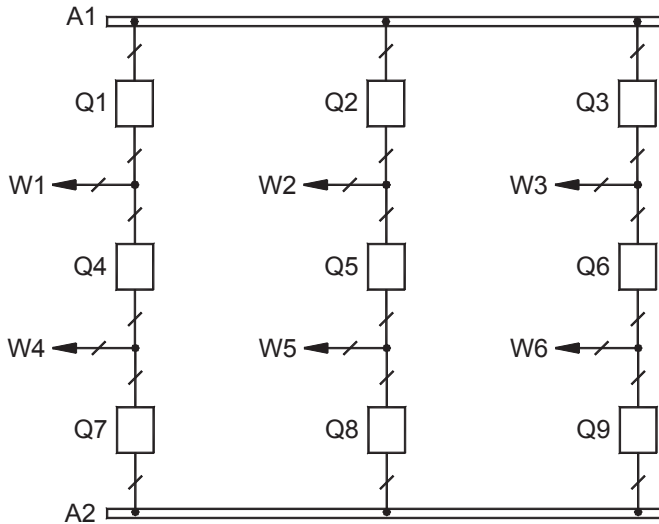


Рис. 1.5. Схема «3/2»

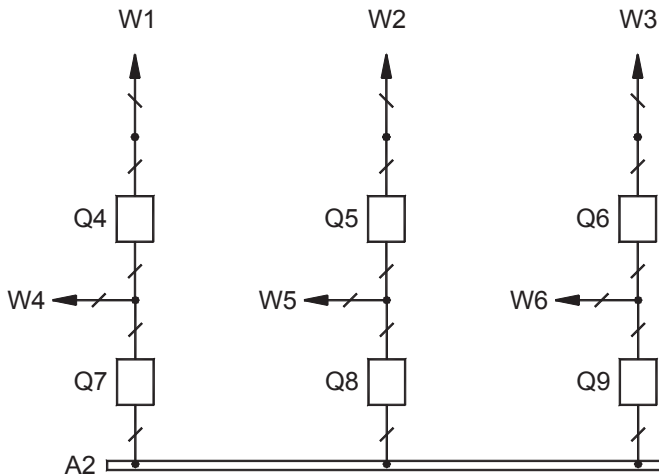


Рис. 1.6. Схема «3/2» в период ремонта системы шин

Поведение более экономичной схемы «4/3» качественно не отличается от поведения схемы «3/2», имеют место только количественные отличия. Так, например, в период ремонта выключателя в схеме «3/2» снижается

надежность двух присоединений, а в период ремонта выключателя в схеме «4/3» снижается надежность трех присоединений.

Одним из достоинств схем «3/2» и «4/3» в сравнении со схемой многоугольника считается то, что при отказе крайних выключателей цепочек на время оперативных переключений теряет питание одно присоединение. Однако это достоинство мнимое, поскольку при этом требуется срабатывание трех, а не двух выключателей, как в многоугольнике. И, кроме того, подобный результат можно получить и в схеме многоугольника, применив избыточное число выключателей. Так, например, если создать многоугольник из девяти выключателей и подключить к нему шесть присоединений, то отказы трех выключателей будут приводить к потере на время оперативных переключений двух присоединений, а отказы шести выключателей — к потере одного. При этом локализация отказа всегда производится двумя выключателями.

Сохранение кольца в различных режимах работы, безусловно, является важной задачей. Решение ее позволило бы резко повысить надежность отдельных присоединений и целостность узла энергосистемы. Особенно важно решить эту задачу для высоких классов напряжения, на которых значимость отдельных присоединений велика, а деление узла на части приводит к тяжелым системным авариям.

1.4. Схема многоугольника с подменным выключателем

В нормальном состоянии разъединители QS13–QS18 отключены и схема «живет» в режиме многоугольника. Приведенная конфигурация обладает не только всеми достоинствами многоугольника, но и следующими:

- вновь добавленное оборудование отключено от схемы, а следовательно, не снижает надежность в нормальном режиме работы;
- ремонт любого выключателя кольца происходит с сохранением многоугольника. Например, при необходимости ремонта выключателя Q4 достаточно разомкнуть QS23, замкнуть QS15 и QS16 (выключатель Q7 шунтирует Q4). После отключения QS7 и QS8 выключатель Q4 выводится в ремонт. Разъединители QS19 и QS20 в «крайних» подменных цепочках необходимы для обеспечения возможности ремонтов Q1 и Q6.

На рис. 1.7 приведена схема многоугольника с подменным выключателем. Ремонт любого оборудования схемы (в том числе и вновь добавленного) можно проводить с сохранением многоугольника. Например, при необходимости ремонта Q4, Q5, QS8, QS9, QS16 и QS29 достаточно разомкнуть QS23 и QS24, замкнуть QS15 и QS17 (выключатель Q7 шунтирует Q4 и Q5).

После отключения QS7 и QS10 все перечисленное оборудование выводится в ремонт. При этом многоугольник остается замкнутым.

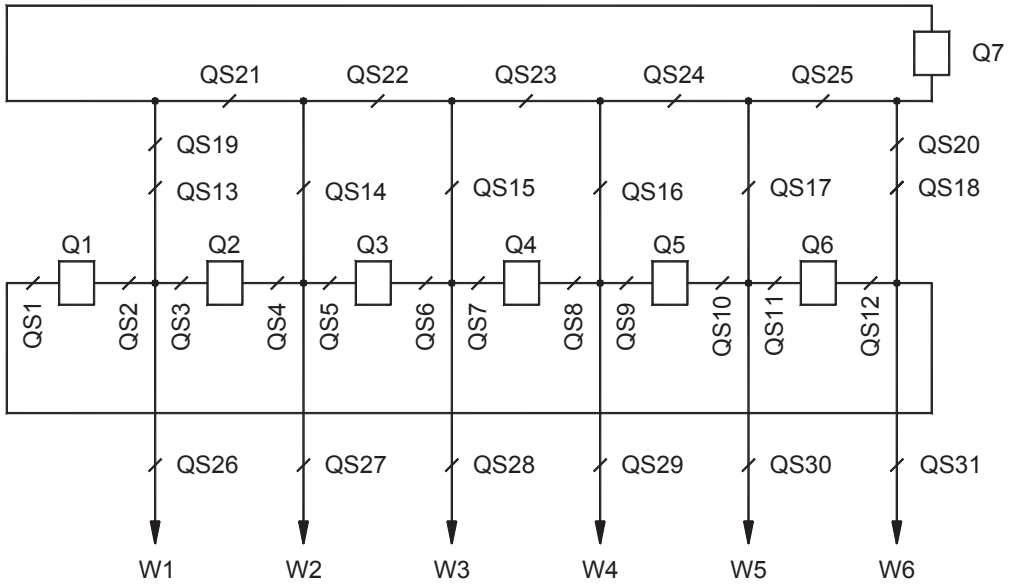


Рис. 1.7. Схема многоугольника с подменным выключателем

Другими словами, ремонты любого оборудования в данной схеме происходят без снижения надежности присоединений. Данным свойством больше не обладает ни одна из известных схем.

Подробный анализ поведения схемы в различных аварийных ситуациях показывает, что последствия таких соединений как минимум не хуже, чем в схеме «3/2» или «4/3», а по экономичности схема многоугольника значительно превосходит их.

Глава 2

Типизация и унификация главных схем электрических соединений подстанций

2.1. Подстанция — составная часть схемы ЭЭС

Подстанция — один из наиболее сложных и наиболее часто встречающихся элементов электроэнергетической системы, который требует при проектировании и сооружении многообразия профессий привлеченных работников и значительных трудозатрат.

Трудозатраты строительно-монтажных работ при сооружении ПС в **два–три** раза выше, чем при строительстве воздушных линий (ВЛ).

При одном или двух трансформаторах на ПС площадки последних имеют размеры, указанные в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Размеры площади, занимаемой ПС

Класс напряжения, кВ	Занимаемая площадь, га	Площадь типовой ячейки ОРУ, га	Примечание
35 кВ	0,15 Σ 0,6	0,03	Разброс в площади зависит в основном от числа ЛЭП высокого напряжения
110 кВ	0,25 Σ 2,2	0,1	
220 кВ	0,8 Σ 6,0	0,15	
330 кВ	2,0 Σ 16,0	0,45	
500 кВ	18,0 Σ 20,0	0,8	

Территория открытых подстанций формируется в основном за счет открытых распределительных устройств (ОРУ) высшего напряжения (ВН), занимающих до 80 % от общей площади ПС. Остальные 20 % территории ПС занимают здания и сооружения (общеподстанционный пункт управления (ОПУ), закрытое (ЗРУ) или комплектное распределительное устройство (КРУ), синхронные компенсаторы, склад масла, башня для ремонта трансформаторов и т. д.).

В общем случае выбор схемы электрических соединений подстанций оказывает влияние на выбор стратегии развития ЭЭС. Так, например, преобладание радиальных сетей позволяет применять упрощенные, а следовательно, и более дешевые схемы.

2.2. Типы подстанций

Исходя из применяемых конфигураций сети, можно выделить следующие виды ПС по их типу присоединения к ЭЭС:

- **Тупиковые подстанции (Т)** — подстанции, получающие питание по одной или двум ЛЭП от одной головной ПС при условии, что эти ЛЭП не осуществляют питание других подстанций (на рис. 2.1 — ПС 10 и ПС 11).
- **Ответвительные подстанции (О)** — подстанции, получающие питание по одной или двум ЛЭП от одной или двух головных ПС при условии, что по этим ЛЭП осуществляется питание и других подстанций (на рис. 2.1 — ПС 7, ПС 8 и ПС 9).

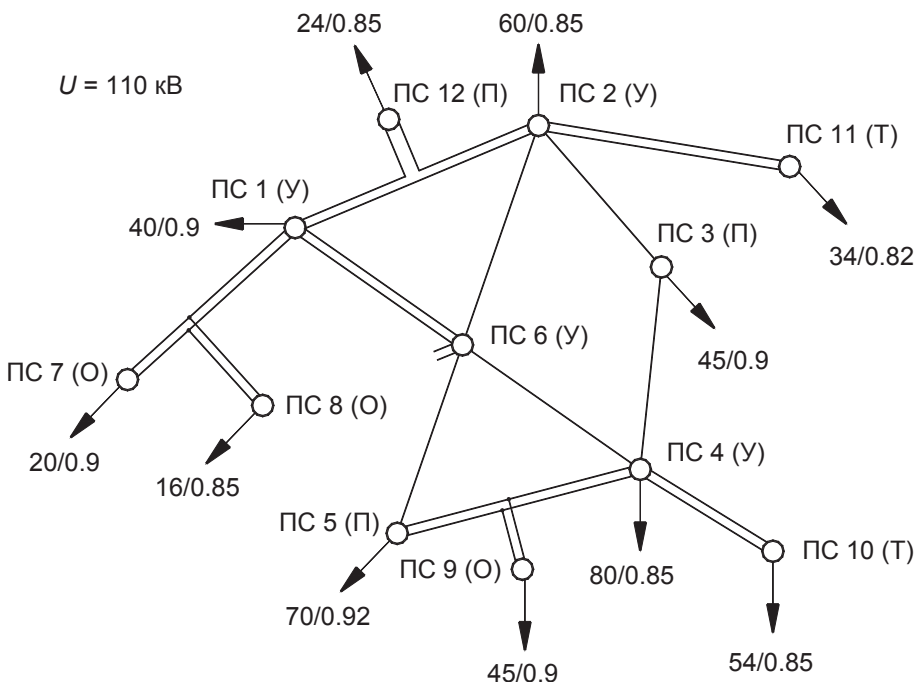


Рис. 2.1. Фрагмент схемы ЭЭС с подстанциями различных типов:
Т — тупиковые, О — ответвительные, П — проходные и У — узловы

- **Проходные подстанции (П)** — подстанции, получающие питание от двух других подстанций сети, «врезанные» в линию (или линии), соединяющую две другие ПС ЭЭС (на рис. 2.1 — ПС 3, ПС 5 и ПС 12).
- **Узловые подстанции (У)** — подстанции, которые имеют прямую связь с тремя или более подстанциями ЭЭС (на рис. 2.1 — ПС 1, ПС 2, ПС 4 и ПС 6).

На рис. 2.1 приведен фрагмент схемы ЭЭС для класса напряжения 110 кВ, на котором представлены все вышеперечисленные типы подстанций.

2.3. Основные требования, предъявляемые к схемам

Схемы РУ подстанций при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей и должны:

- обеспечивать требуемую надежность электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников и транзитных перетоков мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном режиме без ограничения мощности и в послеаварийном режиме при отключенных одной линии электропередачи или трансформаторе с учетом допустимой перегрузки оставшегося в работе оборудования;
- обеспечивать присоединение заданного числа ВЛ по классам напряжения и компенсирующих устройств с учетом перспективы развития ПС;
- учитывать требования противоаварийной автоматики, например, требование секционирования сети, и обеспечивать работу РУ при расчетных значениях токов короткого замыкания;
- обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения присоединений или с отключением присоединений при соответствующем обосновании и согласовании;
- обеспечивать требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности.

Схемы РУ должны предусматривать вывод выключателей и отделителей в ремонт, осуществляемый:

- для РУ напряжением до 220 кВ, как правило, путем временного отключения цепи (ВЛ или трансформатора), в которой установлен выводимый для ремонта или обслуживания выключатель или другой аппарат, либо на все время ремонта, либо на время переключения на другую систему или секцию шин (если это допустимо по услови-

ям электроснабжения потребителей и обеспечения транзитных перетоков мощности);

- путем отключения цепи на согласованное с потребителем время для установки, вместо выводимого в ремонт, подменного аппарата (например, в КРУ);
- для напряжений 330–750 кВ и отчасти 220 кВ, если это требуется, без отключения присоединений;
- аппараты, подключенные непосредственно к ВЛ (или трансформатору), выводятся в ремонт при отключенной ВЛ или трансформаторе (ВЧ-заградители, конденсаторы связи, ограничители перенапряжений и др.).

Число одновременно срабатывающих выключателей в пределах РУ одного напряжения при КЗ должно быть не более:

- двух — при повреждении линии;
- трех — при повреждении трансформаторов напряжением до 500 кВ;
- четырех — при повреждении до 750 кВ (здесь и далее имеются в виду и автотрансформаторы).

Сравнение вариантов схем, намеченных к разработке на основании перечисленных требований, и их окончательный выбор производятся на основании технико-экономических расчетов. Выбираются варианты, обеспечивающие требуемую надежность, а затем из них выбирается более экономичный.

Глава 3

Типовые схемы электрических соединений подстанций

3.1. Общие указания по применению типовых схем

Схемы РУ, указанные в схеме развития энергосистемы, электрических сетей района, города или в схемах электроснабжения объекта, являются предварительными и уточняются при конкретном проектировании ПС.

На ПС, как правило, устанавливается два трансформатора высшего напряжения.

При расширении ПС число трансформаторов может возрасти до 3–4 при наличии обоснования.

При установке 4-х трансформаторов на ПС допускается присоединение их к РУ на стороне ВН до 110 кВ попарно через один выключатель с установкой разъединителя в цепи каждого трансформатора.

При новом строительстве и реконструкции ПС применение отделителей и короткозамыкателей не допускается.

При применении типовых схем для конкретной ПС с заданным количеством РУ разных напряжений и ВЛ подлежат определению:

- типы, количество и технические параметры основного оборудования;
- необходимость и места установки регулирующих и компенсирующих устройств, токоограничивающих и дугогасящих реакторов, а также схемы их присоединения;
- режимы нейтралей трансформаторов всех классов напряжений;
- параметры оборудования высокочастотной обработки линий и количество обрабатываемых фаз;
- необходимость установки устройств для плавки гололеда на проводах и тросах ВЛ.

Для защиты от перенапряжений на всех типовых схемах показаны ограничители перенапряжений (ОПН). Установка ОПН на приведенных схемах

изображена условно. Необходимость и место установки ОПН определяется при конкретном проектировании:

- Для всех классов напряжений в цепях трансформаторов и шунтирующих реакторов должны быть установлены ОПН.
- Необходимость установки ОПН на шинах и их количество определяются сравнением расстояний по ошиновке от ОПН у трансформаторов до самого удаленного присоединения с наибольшим допустимым расстоянием по ПУЭ и характеристиками ОПН.
- Необходимость установки ОПН для защиты оборудования от коммутационных перенапряжений в ячейках ВЛ 330 кВ и выше и длиной линий более 50 км определяется расчетом.
- Для защиты оборудования КРУЭ от грозовых перенапряжений ОПН устанавливается между вводом воздушной линии в КРУЭ и последней опорой. При применении для захода в КРУЭ кабельных вставок ОПН устанавливается в месте перехода кабеля в воздушную линию. Установка ОПН со стороны трансформаторов, автотрансформаторов или шунтирующих реакторов (ШР) может осуществляться как снаружи, так и внутри КРУЭ в цепи присоединения трансформатора до коммутационного аппарата. Необходимость установки дополнительных ОПН на шинах КРУЭ определяется расчетом в зависимости от мест расположения и расстояний от остальных ОПН до защищаемого оборудования, параметров ОПН и количества отходящих от шин присоединений.
- При устройстве кабельных вставок, соединенных с воздушными линиями, ОПН устанавливаются в местах перехода кабельных линий в ВЛ. При наличии в месте перехода коммутационного аппарата ОПН устанавливается между коммутационным аппаратом и кабельной вставкой. Необходимость установки ОПН по обоим концам вставки определяется ее длиной, параметрами ОПН и наличием других ОПН на ПС.
- Неиспользуемые обмотки низшего и среднего напряжений силовых трансформаторов (автотрансформаторов), а также обмотки, временно отключенные от шин РУ в грозовой период, должны быть соединены в звезду или треугольник и защищены ОПН, включенными между вводами каждой фазы и землей. Защита неиспользуемых обмоток не требуется, если к ним постоянно присоединена кабельная линия длиной не менее 30 м, имеющая заземленную оболочку или броню.

В схемах 7, 8, 16 и 17 предусмотрена установка общего линейного разъединителя, с помощью которого после отключения выключателей отключается линия с последующим включением линейных выключателей. В связи с усложнением в указанных схемах допускается, при соответствующем обосновании, общий линейный разъединитель не устанавливать.

В схемах РУ не изображаются трансформаторы тока, встроенные в силовые трансформаторы, остальные трансформаторы тока (ТТ) показаны независимо от того, встроены они в выключатель или являются отдельно стоящими.

Количество ТТ и их вторичных обмоток должно обеспечивать отдельное подключение средств РЗА, средств АИИС КУЭ и других измерений. Для подключения АИИС КУЭ трансформаторы тока напряжением 220 кВ и выше должны иметь измерительную обмотку класса точности 0,2 S, а для напряжения 150 кВ и ниже — 0,5 S.

Устройства РЗА должны подключаться к разным вторичным обмоткам класса «Р» в целях обеспечения необходимой надежности, резервирования и точности измерений.

Отдельно стоящие ТТ применяются при отсутствии встроенных в другие аппараты трансформаторов.

При выборе типа и количества трансформаторов напряжения (ТН) нужно руководствоваться ниже перечисленными правилами.

Следует обеспечивать работу ТН в требуемом классе точности при нормальных, послеаварийных и ремонтных режимах работы электрической сети. Отступление от этого требования в каждом конкретном случае обосновывается. ТН должны иметь отдельную вторичную обмотку для подключения средств АИИС КУЭ и измерительных приборов класса точности не ниже 0,2 (для ВЛ 220 и выше) и не хуже 0,5 для остальных напряжений.

Следует предотвращать возможный феррорезонанс напряжений в РУ 110–500 кВ с ТН электромагнитного типа и делительными конденсаторами, включенными параллельно гасительным камерам выключателей, а также при отсутствии конденсаторов и наличии большого числа присоединений. При наличии ТН разных типов применение ТН электромагнитного типа определяется на основании технико-экономического сравнения, учитывающего возможные мероприятия по устранению феррорезонанса, количества и стоимости примененного оборудования. Предпочтение следует отдавать антирезонансным ТН.

На каждой системе (секции) шин в РУ напряжением до 220 кВ при числе присоединений, подключенных к данной секции, больше 7 и для РУ 330–750 кВ для обеспечения работы РЗА и АИИС КУЭ рекомендуется устанавливать по два комплекта ТН с четырьмя обмотками.

В схемах многоугольников рекомендуется для осуществления АПВ с контролем наличия напряжения и синхронизма при отключениях соответствующего присоединения устанавливать ТН в каждой вершине.

В случае обоснованной необходимости установки на ВЛ двух ТН они устанавливаются с разных сторон высокочастотного заградителя. До заградителя со стороны ВЛ предпочтительна установка ТН емкостного типа. Второй ТН должен присоединяться по другую сторону от ВЧ заградителя.

В схемах «мостика» следует предусматривать ТН в узлах, к которым подключена ремонтная перемычка.

В схеме 500–15 (с присоединением линий через 2 выключателя), где нет общего линейного разъединителя, ТН устанавливается на ВЛ с обеих сторон заградителя.

В районах холодного климата применение ТН электромагнитного типа предпочтительнее.

В схемах РУ на среднем напряжении 110 и 220 кВ, на вводах автотрансформаторов при соответствующем обосновании устанавливается ТН.

ТН к сборным шинам присоединяются через разъединители. Допускается присоединение ТН к шинам, при соответствующем обосновании, без разъединителя (возможность отключения секции шин, перевода питания РЗА на другой ТН и др.).

В случае допущения на ПС напряжением 330 кВ и выше длительных неполнофазных режимов работы отдельных автотрансформаторов (АТ) и шунтирующих реакторов схема должна обеспечивать:

- сохранение в работе защиты от перенапряжений ОПН или разрядников отключаемых фаз соответствующего оборудования;
- возможность перевода питания собственных нужд на другой источник питания (от другого АТ или другой ПС);
- при наличии реакторно-резисторного устройства в нейтрали АТ параллельный ему аппарат, который позволяет шунтировать это устройство в неполнофазном режиме.

Для РУ 150 кВ применяются схемы, рекомендованные на напряжения 110 кВ.

Сборные шины РУ секционируют при большом числе присоединений, для ограничения токов КЗ, при необходимости системного деления сети, для ограничения числа одновременно срабатывающих выключателей при КЗ.

На ПС с одной группой трансформаторов и шунтирующих реакторов подключение резервных фаз необходимо выполнять при снятом напряжении с помощью смонтированных перемычек (так называемых «джемперных» схем — без разъединителей).

Если по условиям электроснабжения к схеме РУ предъявляются требования о недопустимости отключения присоединений (ВЛ, трансформатор) при отказе выключателя в РУ, то применяются схемы с подключением присоединений через два выключателя (схемы 6Н, 7, 8, 9Н, 9АН, 15, 16, 17).

Если при повреждениях допускается кратковременное оперативное отключение присоединений, а также для исключения даже кратковременного отключения присоединений при плановом их переключении, применяются схемы с обходными системами шин (схемы 12, 12Н), или схемы с двумя системами шин (13), или с двумя системами шин и обходной системой шин (13Н и 14).

Если допускается отключение присоединений на время ремонта или замены выключателя, то применяются схемы с одним выключателем на присоединение.

Для РУ 220 кВ и ниже в первую очередь рекомендуется рассматривать и применять упрощенные (блочные, мостиковые) схемы (3Н, 4Н, 5Н), схемы многоугольников (6Н, 7), схемы с одной секционированной системой шин (9) и схемы с одной системой шин с секционирующими цепочками из двух или трех выключателей с подключением ответственных присоединений в секционирующие цепочки (9Н, 9АН).

При разработке схем РУ необходимо соблюдать «Регламент взаимодействия ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС» по подготовке к утверждению схем электрических соединений подстанций и линий электропередачи при новом строительстве, расширении, техническом перевооружении и реконструкции объектов электросетевого комплекса, принадлежащих ОАО «ФСК ЕЭС».

3.2. Обоснование надежности схем

Схемы РУ подстанций должны удовлетворять экономически целесообразному уровню надежности. Уровень надежности схемы РУ в различных режимах работы может быть жестко регламентирован.

Результаты расчета надежности могут быть использованы для последующей оценки: частоты возможного полного или частичного погашения ПС, возможного недоотпуска электроэнергии, устойчивости работы энергосистемы, нарушения функционирования подключенных объектов и т. п.

При обосновании схем рассматриваются нормальный, ремонтные и послеаварийные режимы их работы.

В нормальном режиме все элементы схемы находятся в работе, и ПС должна обеспечивать передачу всей получаемой мощности в систему (за вычетом расходов на собственные нужды) и полное электроснабжение потребителей.

В ремонтном режиме один (или, при соответствующем обосновании, более) из элементов отключается для проведения планового ремонта.

Пропускная способность элементов схем в ремонтных режимах, как правило, должна исключать ограничение транзитов мощности, электроснабжения потребителей, запирающие генерирующей мощности.

Допускается при соответствующем обосновании и согласовании временное отключение потребителей и снижение или даже перерыв транзитных потоков мощности.

Послеаварийные режимы — это режимы работы схемы после отказа (аварии) одного из элементов схемы. В качестве расчетных аварий рас-

смачивается единичный отказ элемента схемы и отказ одного элемента во время ремонта другого. Нерасчетные аварийные режимы (отказ двух или трех элементов схемы), сопровождающиеся значительными разовыми экономическими последствиями, могут приниматься во внимание в случае, когда сравниваемые при расчетных авариях варианты схем равнозначны.

В послеаварийных режимах допускается снижение или даже перерыв транзитных потоков мощности, а также ограничение электроснабжения потребителей, но при наличии технико-экономического обоснования, которое является сопоставлением экономических последствий отказов элементов схемы (например, ущерб потребителей) с затратами на увеличение пропускной способности схемы, исключающей ограничение электроснабжения потребителей.

Отказ любого выключателя в РУ 35 или 110 кВ с секционированными сборными шинами, как правило, не должен приводить к отключению более шести присоединений, в том числе не более одного трансформатора, если при этом не нарушается более одной цепи транзита и электроснабжение особо ответственных электроприемников первой категории.

Отказ любого выключателя в РУ 220 кВ с секционированными сборными шинами, как правило, не должен приводить к отключению более четырех присоединений в т. ч. не более одного трансформатора, если при этом не нарушается более одной цепи транзита, электроснабжение особо ответственных электроприемников первой категории и устойчивость работы энергосистемы.

Отказ любого выключателя в РУ 330 кВ и выше не должен приводить к отключению более одного трансформатора и одной линии, если это допустимо по условиям устойчивости энергосистемы.

Отказ любого выключателя в РУ 330 кВ и выше при ремонте другого выключателя не должен приводить к отключению более одного трансформатора и двух линий, если при этом обеспечивается устойчивость энергосистемы.

Число одновременно отключаемых выключателей в пределах РУ одного напряжения должно быть не более:

- при повреждении линии — двух;
- при повреждении трансформаторов напряжением до 500 кВ включительно — четырех, а при напряжении 750 кВ — трех.

Обобщенным критерием при выборе схемы РУ при равном обеспечении качества функционирования ПС является минимум затрат на строительство и эксплуатацию РУ и подстанции в целом.

3.3. Указания по применению блочных схем

Блочные схемы применяются на стороне ВН **тупиковых** ПС до 500 кВ включительно или **ответвительных** ПС, присоединяемых к одной или двум линиям до 220 кВ включительно.

3.3.1. Схема 1. Блок (линия — трансформатор) с разъединителем

Схема 1 — «блок (линия — трансформатор) с разъединителем» применяется на напряжении 35–220 кВ при питании одного трансформатора линией, не имеющей ответвлений.

3.3.2. Схема 3Н. Блок (линия — трансформатор) с выключателем

Схема 3Н — «блок (линия — трансформатор) с выключателем» применяется на напряжении 35–220 кВ для тупиковых или ответвительных ПС, при необходимости автоматического отключения поврежденного трансформатора от линии, питающей несколько ПС. Может служить пусковым этапом РУ по более сложной схеме.

РУ по схемам 1 и 3 Н могут развиваться за счет установки аналогичного блока без переключки на ВН. Такое решение рекомендуется применять в условиях интенсивного загрязнения и при ограниченной площади застройки. Применение однитрансформаторной ПС допускается при обеспечении требуемой надежности электроснабжения потребителей.

3.3.3. Схема 4Н. Два блока (линия — трансформатор) с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии)

Схема 4Н — «два блока (линия — трансформатор) с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий» применяется на напряжении 35–220 кВ. Для **тупиковых** или **ответвительных** двухтрансформаторных ПС питаемых по двум ВЛ.

В зависимости от схем сети начальным этапом развития данной схемы может быть схема укрупненного блока (линия — 2 трансформатора).

При одной линии и двух трансформаторах разъединители в «переключке» допускается не устанавливать.

3.4. Указания по применению мостиковых схем, схем «заход-выход» и «треугольник»

Мостиковые схемы применяются на стороне ВН ПС 35, 110 и 220 кВ при четырех присоединениях (2ВЛ + 2Т) и необходимости осуществления секционирования сети.

3.4.1. Схема 5Н. Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий

Схема 5Н применяется на напряжении 35–220 кВ для **проходных** двухтрансформаторных ПС с двусторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ на ВЛ и в нормальном режиме работы (при равномерном графике нагрузок).

3.4.2. Схема 5АН. Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

Схема 5АН применяется на напряжении 35–220 кВ для **проходных** двухтрансформаторных ПС с двусторонним питанием в условиях необходимости сохранения транзита при КЗ в трансформаторе и необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток (неравномерный график нагрузок).

На напряжении 110 и 220 кВ мостиковые схемы применяются, как правило, с ремонтной перемычкой или при соответствующем обосновании без ремонтной перемычки.

При необходимости секционирования сети на данной ПС в режиме ремонта любого выключателя предпочтительнее применять схему 5АН — «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

Схемы 5Н, 5АН могут быть применены при установке на первом этапе развития ПС одного трансформатора. Количество выключателей при этом определяется технической необходимостью.

3.4.3. Схема 6. Заход-выход

Схема 6 применяется на напряжении 110–220 кВ для проходных или ответвительных однострансформаторных ПС с двусторонним питанием, начальный этап более сложной схемы.

3.4.4. Схема 6Н. Треугольник

Схема 7 применяется на напряжении 110–750 кВ. Для РУ 110–220 кВ однострансформаторных ПС, данная схема является альтернативой схеме 6 — «заход-выход». Для РУ 330–750 кВ используется как начальный этап более сложных схем.

В схемах 5Н, 6, 6Н дополнительные трансформаторы тока у силовых трансформаторов устанавливаются при соответствующем обосновании.

В схеме 5Н 110 и 220 кВ рекомендуется устанавливать ТТ по обе стороны от линейного выключателя в целях повышения быстродействия устройств релейной защиты.

Схема 6 — «заход — выход» (110–6, 220–6) применяется при соответствующем обосновании на проходных и ответвительных однострансформаторных ПС на напряжении 110–220 кВ как с ремонтной перемычкой, так и без нее.

В качестве схемы «заход — выход» более предпочтительной является схема 6Н — «треугольник». Чаще схема «треугольник» применяется в качестве пускового этапа РУ, выполняемого по более сложной схеме.

На напряжении 330–750 кВ схему «треугольник» возможно применять как окончательную.

3.5. Указания по применению схем четырехугольника и шестиугольника

Данные схемы относятся к классу схем с двукратным принципом подключения присоединений. В этих схемах каждое присоединение коммутируется двумя выключателями. В то же время эти схемы очень экономичны.

3.5.1. Схема 7. Четырехугольник

Схемы четырехугольника применяются в РУ напряжением 110–750 кВ для двухтрансформаторных ПС, питаемых по две ВЛ, при необходимости секционирования транзитной ВЛ.

В схеме 7 — «четырехугольник» на напряжении 330–750 кВ на первом этапе при одном трансформаторе и одной линии устанавливаются два взаиморезервируемых выключателя.

В последующем — при одном трансформаторе и двух линиях или при двух трансформаторах и одной линии — устанавливаются, как правило, три выключателя.

Этапом развития схемы 7 может быть схема «треугольника» с двумя трансформаторами и одной линией или с двумя линиями и одним трансформатором (схема 6 Н).

Схема 7 для ПС с четырьмя присоединениями (2ВЛ + 2Т) является практически по всем показателям более предпочтительной, чем схемы мостиков 5Н и 5АН.

3.5.2. Схема 8. Шестиугольник

Схема 8 применяется в РУ 110–330 кВ для узловых двухтрансформаторных ПС 110 кВ с четырьмя ВЛ или другим соотношением из шести присоединений. Схема обеспечивает надежные связи и надежное электроснабжение потребителей.

3.6. Указания по применению схем со сборными шинами и одним выключателем на присоединение

К схемам со сборными шинами и одним выключателем на присоединение относятся схемы с одной секционированной системой шин (9, 9Н, 9АН, 12, 12Н) и схемы с двумя системами шин (13, 13Н, 14). Они применяются, как правило, при пяти и более присоединениях.

Схемы с одной секционированной системой шин или с одной секционированной и обходной системами шин применяются на напряжении 35–220 кВ при парных линиях или линиях, резервируемых от других ПС, а также нерезервируемых, но не более одной на любой из секций, т. е. при отсутствии требования сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию или ремонт рабочей секции шин.

Для повышения надежности при соответствующем обосновании может применяться схема 9 Н с секционированием рабочей системы шин по числу трансформаторов и подключением каждого трансформатора или линии через развилку из двух выключателей к разным секциям шин или схема 9 АН с подключением ответственных присоединений через цепочку из трех выключателей к разным секциям шин.

3.6.1. Схема 9. Одна рабочая секционированная выключателем система шин

Схема 9 применяется на напряжение 35–220 кВ для ПС с наличием парных ВЛ и ВЛ, резервируемых от других ПС, нерезервируемых ВЛ, но не более одной на секцию, при отсутствии требований сохранения в работе всех присоединений при ревизии секции шин.

3.6.2. Схема 9Н. Одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку выключателей

Схема 9Н применяется на напряжение 110–220 кВ как альтернатива схеме 9 при повышенных требованиях к сохранению в работе силовых трансформаторов.

3.6.3. Схема 9АН. Одна рабочая секционированная система шин с подключением ответственных присоединений через «полоторную» цепочку

Схема 9АН применяется на напряжение 35–220 кВ как альтернатива схемам 9 и 9Н при повышенных требованиях к сохранению в работе особо ответственных ВЛ и силовых трансформаторов.

3.6.4. Схемы 12. Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин

Схема 12 применяется и рекомендуется на напряжение 110–220 кВ при пяти и более присоединениях и допустимости потери питания потребите-

лей на время переключения присоединения на обходную систему. Схема может быть использована при применении выключателей, для которых период между плановыми ремонтами менее 10 лет, а его продолжительность более суток; в этом случае питание потребителей осуществляется через обходную систему шин.

3.6.5. Схема 12Н. Одна рабочая, секционированная выключателями, и обходная система шин с подключением каждого трансформатора к обеим секциям рабочей системы шин

Схема 12Н применяется и рекомендуется на напряжение 110–220 кВ как альтернатива схеме 12 при повышенных требованиях к сохранению в работе силовых трансформаторов.

3.6.6. Схема 13. Две рабочие системы шин

Схема 13 применяется на напряжении 110–220 кВ при числе присоединений от 5 до 15 при повышенных требованиях к надежности питания каждой ВЛ и при отсутствии возможности отключения всех присоединений секции (системы шин) на время ревизии и ремонта сборных шин.

3.6.7. Схема 13Н. Две рабочие и обходная системы шин

Схема 13Н применяется на напряжении 110–220 кВ как альтернатива схеме 13 при повышенных требованиях к сохранению в работе присоединений в период ремонта выключателей, но допускающих потерю напряжения на время оперативных переключений, в РУ с устройством для плавки гололеда. А также при реконструкции и наличии других обоснований.

3.6.8. Схема 14. Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя шиносоединительными и двумя обходными выключателями

Схема 14 может применяться для мощных узловых ПС, при соответствующем обосновании, в РУ напряжением 110–220 кВ при необходимости снижения токов КЗ (например, путем опережающего деления сети), при числе присоединений более 15, и трех или четырех трансформаторах.

Схемы с обходными системами шин — 12, 12Н, 13Н и 14 — рекомендуются для РУ ПС с устройствами для плавки гололеда.

В РУ 110–220 кВ по схемам 12, 13, 14 из герметизированных ячеек с элегазовой изоляцией (КРУЭ, PASS), а также в РУ с выкатными выключателями или аппаратными комплексами обходная система шин не выполняется при условии возможности замены, при необходимости, выключателя в удовлетворяющее эксплуатацию время.

При расширении действующих РУ 110, 220 кВ, выполненных по схемам 4Н и 5Н с подключением дополнительно от двух до четырех линий, рекомендуется выполнение одиночной секционированной выключателем системы шин.

В схемах 12, 13, 14 допускается установка на секции или системе шин второго ТН при наличии обоснования.

Обходная система шин может быть секционирована разъединителем или воздушным промежутком с установкой двух обходных выключателей. Целесообразность секционирования определяется числом присоединений, имеющимся опытом эксплуатации (ремонтных работ), требуемой надежностью схемы.

Схемы 13 и 14 характеризуются большим количеством разъединителей, их применение должно быть обосновано, альтернативой им являются схемы 9–12, а на напряжение 220 кВ и кольцевые схемы 16 и 17.

3.7. Указания по применению схем со сборными шинами с двумя и «полтора» выключателями на присоединение

Схемы со сборными шинами с полтора выключателями на присоединение применяются в РУ 220–750 кВ мощных узловых ПС, т. к. ущерб от отключения ВЛ указанных напряжений во много раз превышает экономию на средствах, затраченных на покупку и установку ячеек РУ.

3.7.1. Схема 15. Трансформаторы–шины с присоединением линий через два выключателя)

Схема 15 применяется в РУ 330–750 кВ при трех — четырех линиях, когда требуется полное стопроцентное резервирование подключения ВЛ, и при двух и более трансформаторах.

3.7.2. Схема 16. Трансформаторы–шины с полторным присоединением линий)

Схема 16 применяется в РУ 220–750 кВ при числе присоединений 5 и более при повышенных требованиях к надежности подключения присоединений.

3.7.3. Схема 17. Полоторная

Схема 17 применяется в РУ 220–750 кВ при числе присоединений 6 и более при повышенных требованиях к надежности подключения присоединений.

В РУ по схемам 15, 16, 17 при установке на первом этапе сооружения ПС одного трансформатора второй комплект заземляющих ножей на данной системе сборных шин устанавливается на другом любом шинном разъединителе, предпочтительнее на разъединителе у ТН.

Схемы 15, 16 и 17 при числе линий более четырех, а также по условиям сохранения устойчивости энергосистемы, проверяются на необходимость секционирования сборных шин.

В схеме 17 допускается, при соответствующем обосновании, подключение трансформаторов и линий без соблюдения чередования присоединений (без перекрещивания присоединений).

При количестве трансформаторов более двух присоединение последующих трансформаторов в схемах 15 и 16 предусматривается аналогично линиям и учитывается как линейное при определении числа линейных присоединений.

В схемах 16 и 17 при соответствующем обосновании можно отказаться от установки линейных разъединителей, т. к. время существования ремонтных схем (отключенная линия) в настоящее время в связи с повышением надежности аппаратов значительно сокращено.

3.8. Указания по применению схем для КРУЭ

Для КРУЭ (комплектных распределительных устройств элегазовых), как правило, применяются те же схемы, что и для ОРУ. При проектировании КРУЭ следует иметь в виду следующие требования.

Ячейки КРУЭ изготавливаются на напряжение до 750 кВ.

В КРУЭ основные элементы, из которых собирается схема, в том числе аппараты (выключатели, разъединители, заземлители, измерительные аппараты и др.) и сборные шины, заключены в газоплотные кожухи из алюминиевых сплавов и представляют собой законченные монтажные единицы-модули. Отдельные аппаратные модули (блоки) соединяются между собой газоплотными фланцевыми соединениями.

Набор указанных модулей, представляющий законченную цепочку схемы, называется ячейкой. Из ячеек и отдельных модулей собирается РУ (КРУЭ).

Из ячеек и модулей можно собрать КРУЭ по любой из приведенных схем.

Схему с обходной системой шин для КРУЭ, как правило, применять не рекомендуется вследствие его значительного удорожания. Надежность оборудования КРУЭ достаточно высока, и дополнительное повышение его надежности за счет применения обходной системы шин нецелесообразно.

На подстанциях с КРУЭ на линейных вводах рекомендуется применять быстродействующие заземлители.

Связь КРУЭ с трансформаторами целесообразно выполнять кабелями или закрытыми токопроводами.

Конструктивно ячейки КРУЭ должны быть выполнены таким образом, чтобы имелась возможность проводить высоковольтные испытания (после монтажа или ремонта) всей изоляции ячейки КРУЭ, а также отдельно испытания кабелей, не затрагивая изоляцию КРУЭ.

При соответствующем обосновании допускается трансформаторы напряжения подключать к системе шин без разъединителя.

Необходимость применения ОПН в схемах с КРУЭ определяется расчетами перенапряжений при проектировании.

При подключении нескольких расположенных рядом ВЛ к КРУЭ возможны различные варианты: вертикальное расположение проходных вводов, применение выносного линейного портала на все присоединения или разнесение ячеек КРУЭ внутри здания, чтобы увеличить длину фронта по зданию, и другие решения.

При разработке проектов следует иметь в виду, что стоимость оборудования (ячеек) КРУЭ в 1,5–2,0 раза выше суммарной стоимости отдельно стоящих аппаратов в ОРУ, которое выполнено по той же схеме, что и КРУЭ. Однако общие капитальные затраты на сооружение КРУЭ ненамного выше, чем на сооружение ОРУ. Особенно это относится к ПС, сооружаемым в городах, где стоимость земли высока.

Затраты на эксплуатацию КРУЭ из-за отсутствия значительных климатических воздействий и более высокой надежности его элементов ниже затрат на эксплуатацию ОРУ.

3.9. Указания по применению схем распределительных устройств 10(6) кВ

Для обеспечения электроэнергией местных потребителей и собственных нужд (СН) на подстанциях используется РУ 10(6) кВ. Применяются схемы с одной, двумя, четырьмя секционированными системами сборных шин.

При выборе схемы 10(6) кВ следует применять, по возможности, наиболее простую схему. При этом необходимо учитывать, что по условиям надежности рекомендуется подключать не более шести отходящих линий на секцию. Кроме того, для более простой схемы может оказаться, что уровень токов короткого замыкания превосходит возможности существующей коммутационной аппаратуры, что потребует применения дорогостоящих выключателей. В этом случае выбор схемы — результат технико-экономического сравнения вариантов. Применение схемы с большим числом секций приводит к увеличению числа ячеек, но стоимость одной ячейки, возможно, будет ниже за счет того, что удастся применить менее дорогостоящее оборудование. Снижение уровней токов короткого замыкания может быть обеспечено за счет использования расщепления трансформаторов или применения реакторов, либо за счет и того, и другого.

3.9.1. Схема 10(6)-1. Одна секционированная выключателем (или двумя выключателями) система шин

Схема 10(6)-1 применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции (возможно к обеим секциям 10(6)-1Н).

3.9.2. Схема 10(6)-2. Две секционированные выключателями системы шин

Схема 10(6)-2 применяется при двух трансформаторах с расщепленными обмотками или при сдвоенных реакторах, присоединенных каждый к двум секциям.

3.9.3. Схема 10(6)-3. Четыре секционированные выключателями системы шин

Схема 10(6)-3 применяется при двух трансформаторах с расщепленными обмотками НН и сдвоенных реакторах.

При наличии соответствующих обоснований в указанных схемах допускается другое количество секций, а также групповое или индивидуальное реактирование присоединений вместо реакторов в цепях трансформаторов.

Количество отходящих линий в РУ 10(6) кВ ПС определяется схемой развития сетевого района.

Указанные на схемах 10(6)-1 и 10(6)-2 реакторы следует устанавливать между автотрансформатором и линейным регулировочным трансформатором, если не обеспечивается стойкость линейных регулировочных трансформаторов к сквозному току КЗ.

При раздельной работе секций сборных шин допускается установка вторых (резервных) трансформаторов напряжения.

В схемах 10(6)-1, 10(6)-2 допускается установка на вводе 10(6) кВ дополнительных ТТ.

Схема 10(6)-1Н с присоединением каждого трансформатора к обеим секциям несколько сложнее представленных схем, но обладает большей надежностью в режиме ремонта выключателя трансформаторного присоединения.

В схемах 10(6)-1, 10(6)-2, 10(6)-3 необходимость установки второго секционного выключателя должна быть обоснована.

При применении схемы 10(6)-1 на стороне НН автотрансформатора 330 кВ и выше ряд элементов схемы исключаются, а трансформаторы собственных нужд (ТСН) следует присоединять, как правило, через выключатель.

На ПС 330 кВ и выше питание СН необходимо предусматривать от трех независимых источников, питание СН ПС 220 кВ и ниже должно выполняться от двух независимых источников. Питание СН подстанций в начальный период их работы от одного источника должно быть обосновано. Мощность трансформаторов СН с НН 0,4 кВ для ПС 220 кВ и ниже должна быть не более 630 кВА, а для ПС 330 кВ и выше — не более 1000 кВ.

На ПС с постоянным оперативным током трансформаторы СН присоединяются к шинам 10(6) кВ через предохранители или выключатели.

Питание сторонних потребителей от сети СН подстанций не допускается.

Использование мощных силовых трансформаторов напряжением 500 и 750 кВ в качестве источников питания СН должно быть обосновано.

3.10. Указания по применению схем подключения компенсирующих устройств

Для компенсации реактивной мощности в сети в зависимости от ее параметров могут применяться различные устройства, устанавливаемые на подстанциях.

Шунтовые конденсаторные батареи, регулируемые и нерегулируемые (ШКБ), на напряжение 10(6) и 35 кВ, и комплектные конденсаторные установки; их устанавливают, главным образом, на ПС до 110 кВ.

Синхронные компенсаторы (СК) и асинхронизированные компенсаторы (АСК), чаще всего подключаемые к выводам НН автотрансформаторов. АСК обеспечивают работу со 100 % выдачей и 100 % потреблением реактивной мощности с заданным быстродействием и допускают кратковременную перегрузку по току (до двукратного значения).

Шунтирующие реакторы (ШР) применяются в основном для компенсации зарядной емкости ВЛ.

Управляемые шунтирующие реакторы (УШР) применяются для компенсации реактивной мощности в сети быстрого и непрерывного регулирования потребления реактивной мощности.

Статические тиристорные компенсаторы (СТК), включающие тиристорно-реакторные и конденсаторные группы, обеспечивают регулируемое потребление реактивной мощности. Применяются для быстрого и непрерывного регулирования в диапазоне $\pm 100\%$ изменения реактивной мощности (имеются установки до ± 600 МВАр).

Статические транзисторные (тиристорные) компенсаторы на базе инверторов напряжения с полностью управляемыми вентилями (СТАТКОМ) обеспечивают полное быстродействующее регулируемое потребление или генерацию реактивной мощности. Они являются аналогом СК. Предпочтительная область применения — сети с недостаточным уровнем токов короткого замыкания.

Схемы подключения ШКБ — 10(6) кВ (рис. 3.24, с. 63) применяются для компенсации реактивной мощности при установке регулируемых (ступенчатое регулирование) и нерегулируемых ШКБ (подключение ШКБ через один выключатель) малой и средней мощности (от 1 до 3 МВАр) на ПС 35–110 кВ общего назначения. Нерегулируемые или подключаемые с одноступенчатым регулированием ШКБ до 10 МВАр устанавливаются на крупных ПС 110 кВ.

Схема подключения ШКБ-35 кВ (рис. 3.25, с. 63) рекомендуется к применению на промышленных ПС 110/35/10 кВ при условии, что реактивная нагрузка на стороне 35 кВ значительно превосходит нагрузку на стороне 10 кВ.

Комплектные конденсаторные установки (рис. 3.26, с. 64) применяются на напряжение 10(6) и 35 кВ для автоматического регулирования (компенсации) реактивной мощности в сети промышленных предприятий.

Схема подключения синхронных компенсаторов (СК) и асинхронизированных компенсаторов (АСК) приведена на рис. 3.27, с. 65.

Для исключения повышения напряжения выше допустимого уровня (в режиме минимальных нагрузок), компенсации избытков реактивной мощности и ограничения внутренних перенапряжений при подключении ШР и УШР в сетях 330–750 кВ и слабо загруженных протяженных сетях 220 кВ применяются схемы (рис. 3.20, с. 59) с подключением их к ВЛ или сборным шинам РУ (схема а), а для обеспечения, кроме того, успешного ОАПВ (зависит от параметров сети) применяются схемы с включением в нейтраль ШР компенсационного реактора (КР) (схема б).

Схема подключения к выводам низкого напряжения АТ статического тиристорного компенсатора (СТК) показана на рис. 3.26, с. 64.

Аналогично подключается и СТАТКОМ.

При выборе средств регулирования напряжения следует исходить из того, что на всех ПС 35–750 кВ устанавливаются трансформаторы с устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). На действующих ПС с трансформаторами без РПН, замена которых не требуется по условиям роста нагрузок, при необходимости рекомендуется устанавливать линейные регулировочные трансформаторы.

Необходимость подключения компенсирующих устройств и их тип определяются на этапе разработки схемы развития энергосистемы.

3.11. Типовые схемы

На рис. 3.1, с. 40 приведены типовые схемы 110–1 (а), 110–3Н (б).

На рис. 3.2, с. 41 приведена типовая схема 110–4Н.

На рис. 3.3, с. 42 приведена типовая схема 110–5Н. Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (трансформаторы тока, отмеченные *, устанавливаются при соответствующем обосновании).

На рис. 3.4, с. 43 приведена типовая схема 110–5АН. Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (трансформаторы тока, отмеченные *, устанавливаются при соответствующем обосновании).

На рис. 3.5, с. 44 приведена типовая схема 110–6. Заход — Выход.

На рис. 3.6, с. 45 приведена типовая схема 110–6Н. Треугольник (трансформаторы тока, отмеченные *, устанавливаются при соответствующем обосновании).

На рис. 3.7, с. 46 приведена типовая схема 110–7. Четырехугольник (трансформаторы тока, отмеченные *, устанавливаются при соответствующем обосновании).

На рис. 3.8, с. 47 приведена типовая схема 110–8. Шестиугольник (трансформаторы тока, отмеченные *, устанавливаются при соответствующем обосновании).

На рис. 3.9, с. 48 приведена типовая схема 110–9. Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин (разъединители, отмеченные *, устанавливаются при соответствующем обосновании; необходимость установки ОПН на шинах уточняется при конкретном проектировании).

На рис. 3.10, с. 49 приведена типовая схема 110–9Н. Одна рабочая, секционированная система шин, с подключением трансформаторов через развилку из выключателей (необходимость установки ОПН на шинах уточняется при конкретном проектировании).

На рис. 3.11, с. 50 приведена типовая схема 110–9АН. Одна рабочая, секционированная система шин с подключением ответственных присоединений через «полуторную» цепочку (необходимость установки ОПН на шинах и трансформаторов тока на ВЛ уточняется при конкретном проектировании).

На рис. 3.12, с. 51 приведена типовая схема 110–12. Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин (необходимость установки ОПН на шинах уточняется при конкретном проектировании).

На рис. 3.13, с. 52 приведена типовая схема 110–12Н. Одна рабочая, секционированная выключателями, и обходная система шин с подключением трансформаторов к обеим секциям шин через 2 выключателя (необходимость установки ОПН на шинах и подключение трансформаторного присоединения к обходной системе шин уточняется при конкретном проектировании).

На рис. 3.14, с. 53 приведена типовая схема 110–13. Две рабочие системы шин (трансформаторы тока, отмеченные *, устанавливаются при соответствующем обосновании; необходимость установки ОПН на шинах уточняется при конкретном проектировании).

На рис. 3.15, с. 54 приведена типовая схема 110–13Н. Две рабочие и обходная системы шин (трансформаторы тока, отмеченные *, устанавливаются при соответствующем обосновании; необходимость установки ОПН на шинах уточняется при конкретном проектировании).

На рис. 3.16, с. 55 приведена типовая схема 110–14. Две рабочие, секционированные выключателями, и обходная система шин (трансформаторы тока, отмеченные *, устанавливаются при соответствующем обосновании; необходимость установки ОПН на шинах уточняется при конкретном проектировании).

На рис. 3.17, с. 56 приведена типовая схема 220–16.

На рис. 3.18, с. 57 приведена типовая схема 220–17.

На рис. 3.19, с. 58 приведена типовая схема 500–15. Трансформатор — шины с присоединением линий через два выключателя (трансформаторы тока, отмеченные *, устанавливаются при соответствующем обосновании; при отключенной ВЛ, к которой подключен реактор и необходимости сохранения подключенного к РУ реактора, на ВЛ дополнительно устанавливаются разъединители).

На рис. 3.20, с. 59 приведена типовая схема 500–16.

На рис. 3.21, с. 60 приведена типовая схема 500–17.

На рис. 3.22, с. 61 приведена типовая схема 10 (6)-1.

На рис. 3.23, с. 62 приведена типовая схема 10 (6)-2.

На рис. 3.24, с. 63 приведена типовая схема ШКБ 10(6) кВ регулируемой.

На рис. 3.25, с. 63 приведена типовая схема ШКБ 35 кВ регулируемой.

На рис. 3.26, с. 64 приведена типовая схема подключения комплектной конденсаторной установки 10(6), 35 кВ.

На рис. 3.27, с. 65 приведены типовые схемы синхронных компенсаторов (а) и асинхронных компенсаторов (б).

На рис. 3.28, с. 66 приведена типовая схема подключения ШР (а) и УШР (б).

На рис. 3.29, с. 67 приведена типовая схема подключения СТК.

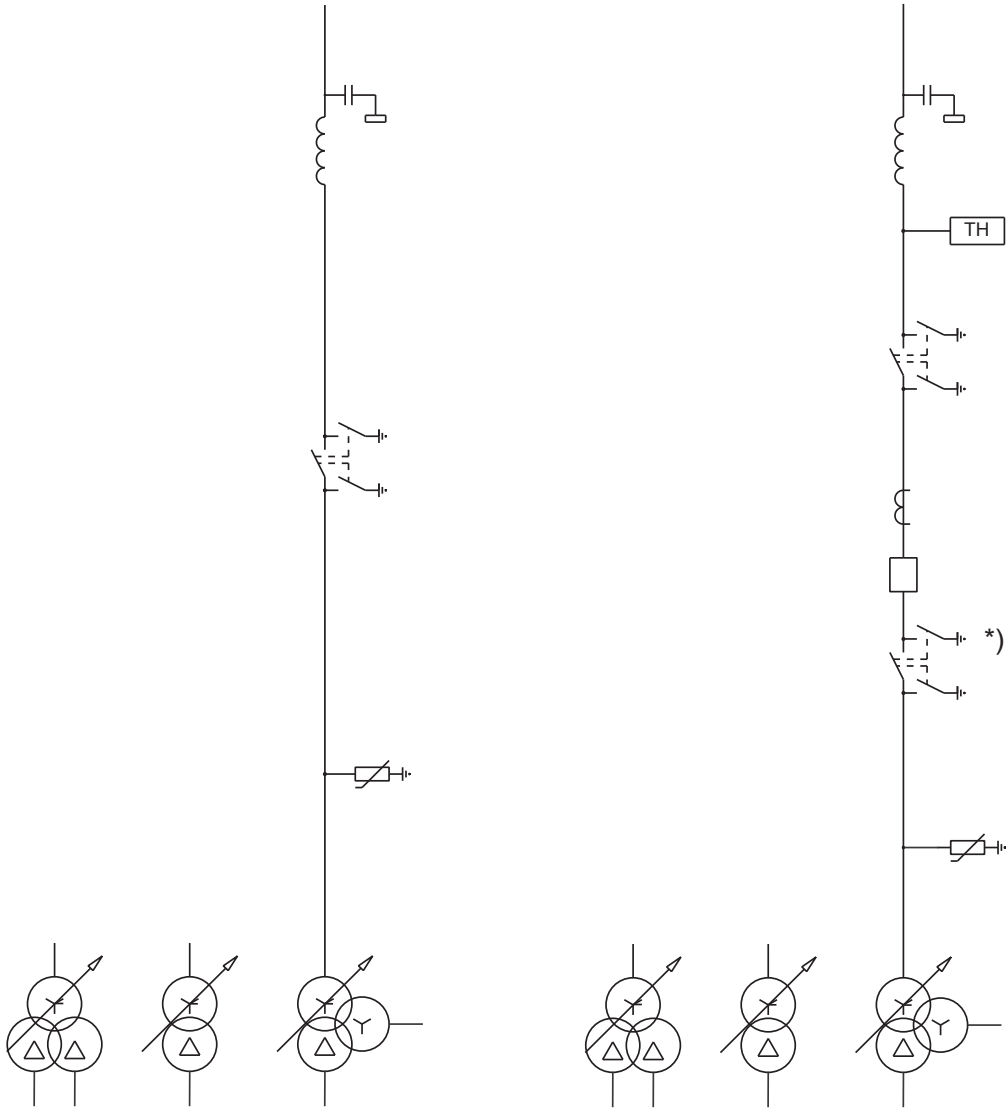


Рис. 3.1. Схемы 110-1 (а), 110-3Н (б)

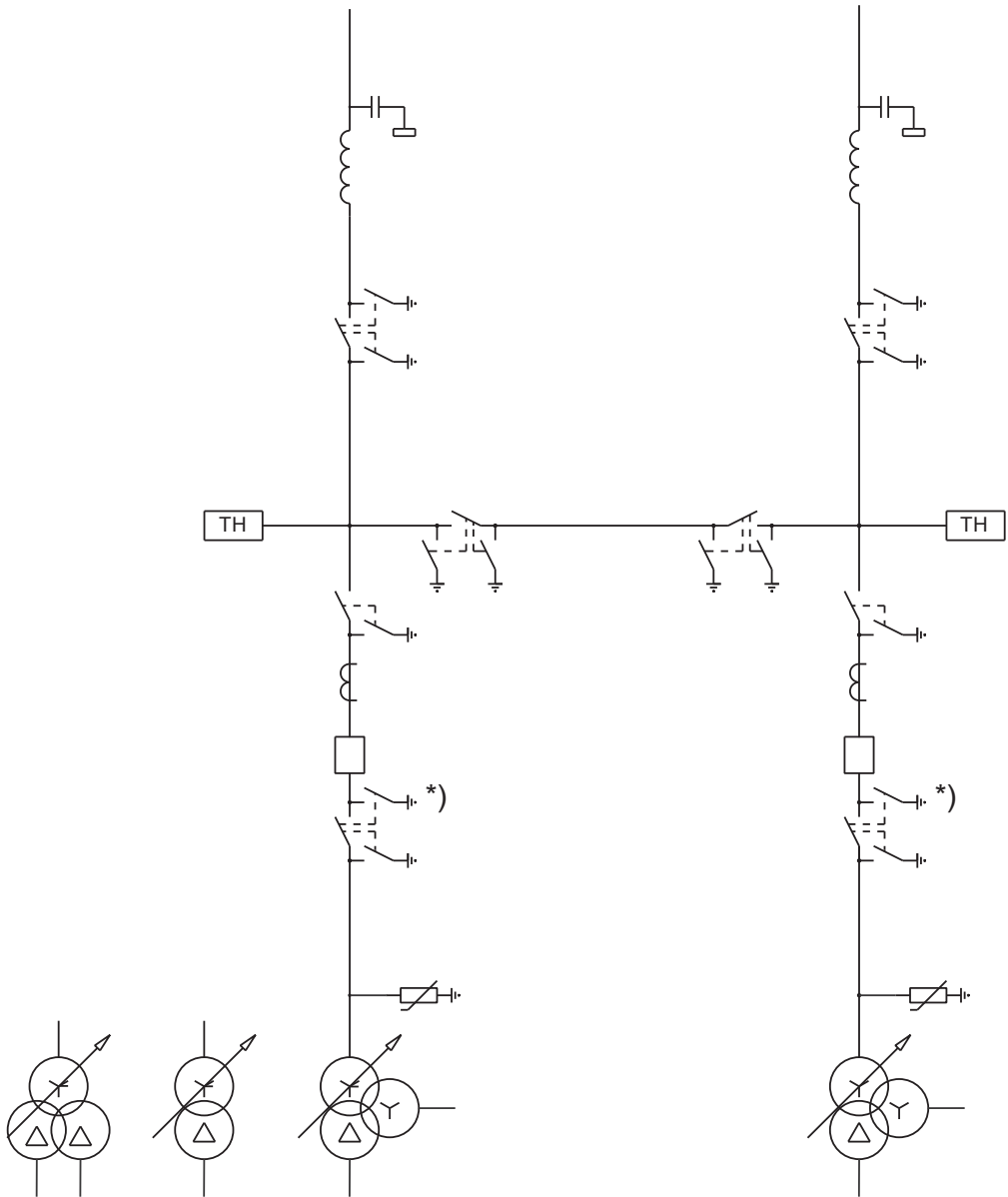


Рис. 3.2. Схемы 110–4Н

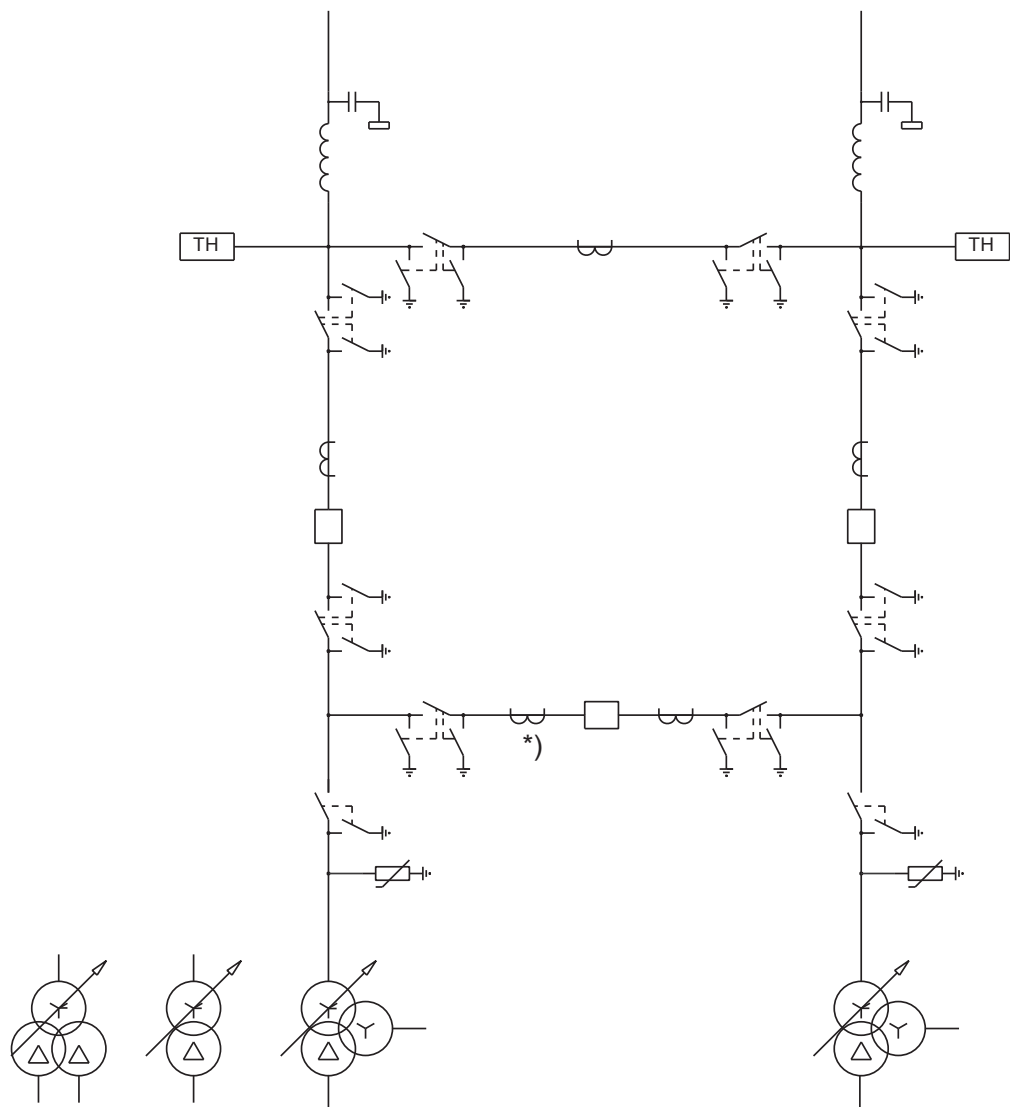


Рис. 3.3. Схемы 110-5Н

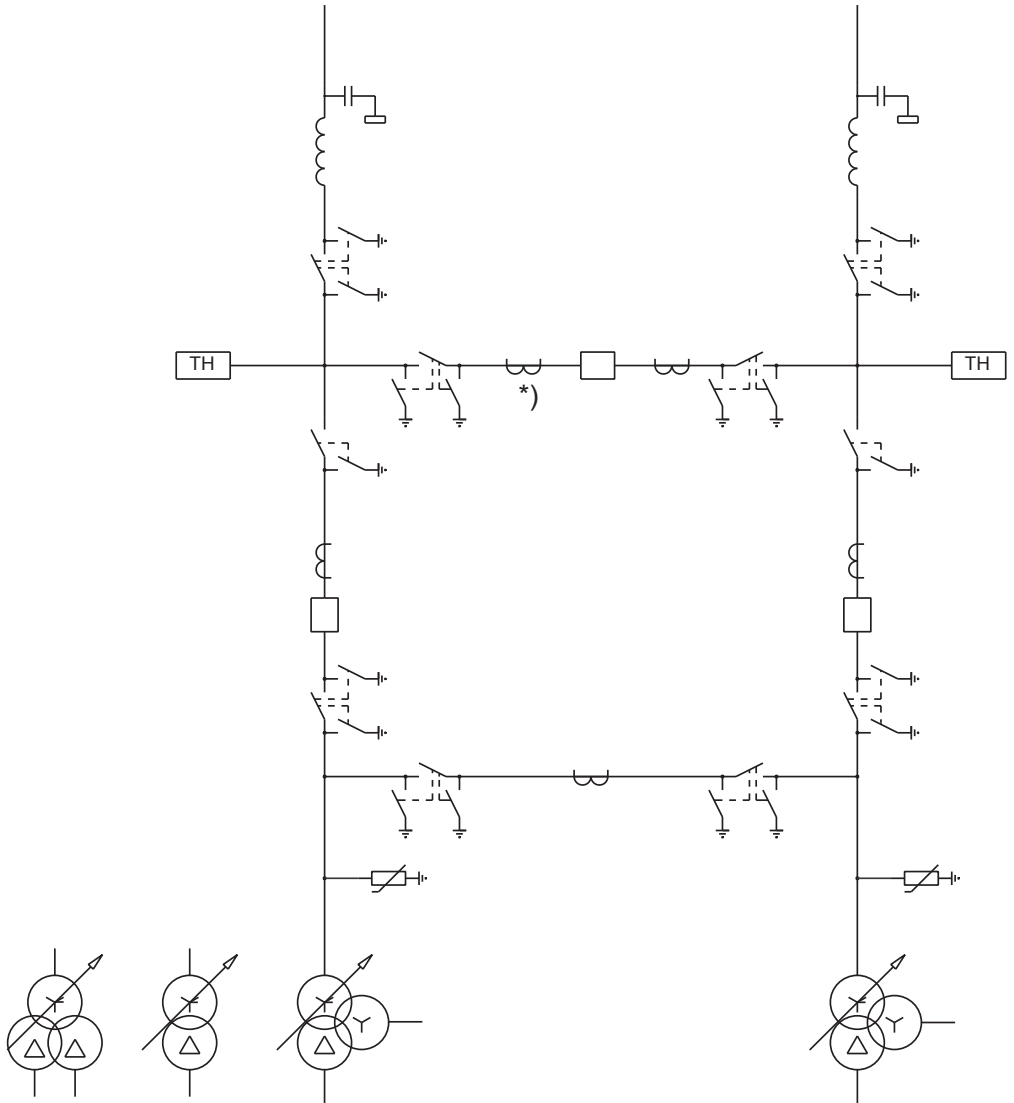


Рис. 3.4. Схемы 110-5АН

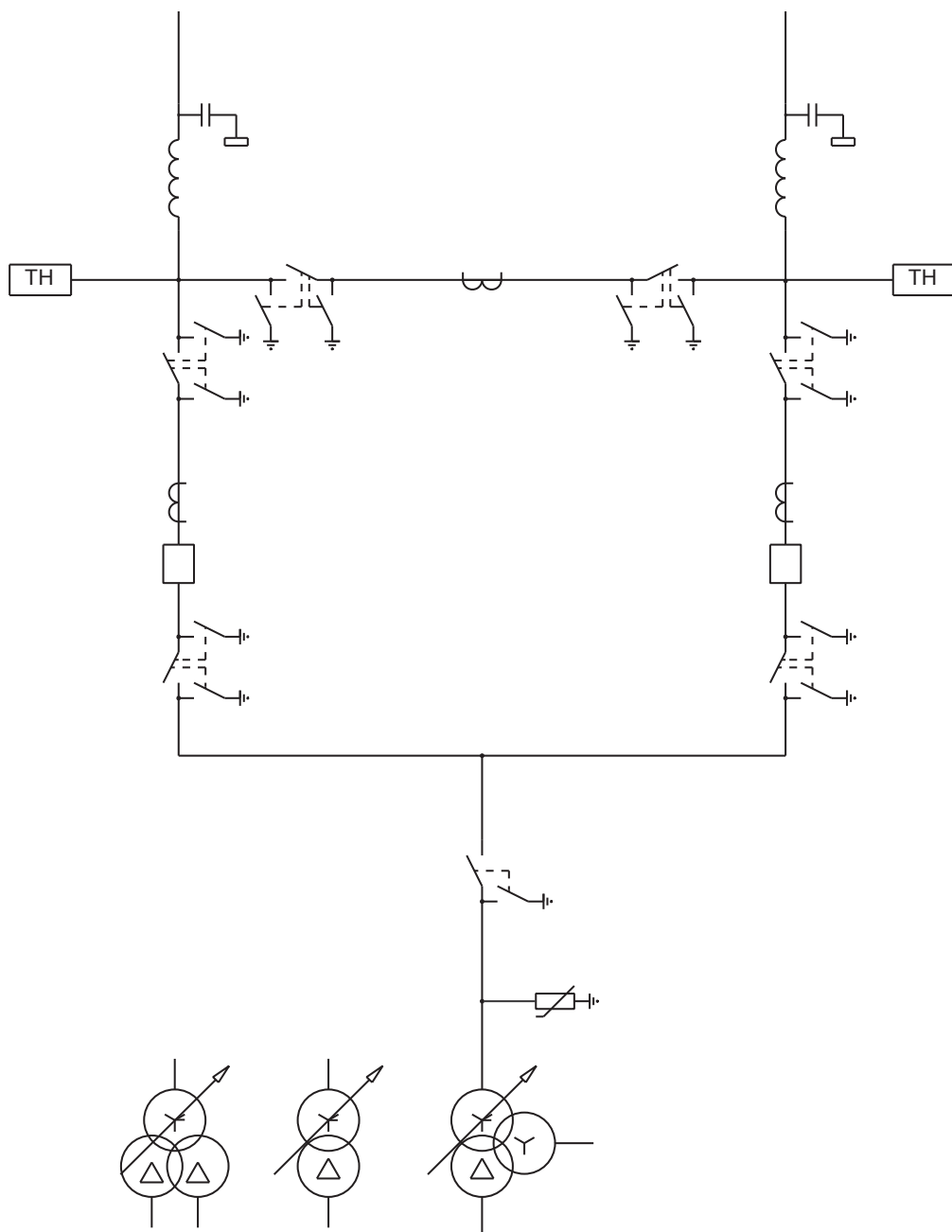


Рис. 3.5. Схемы 110-6

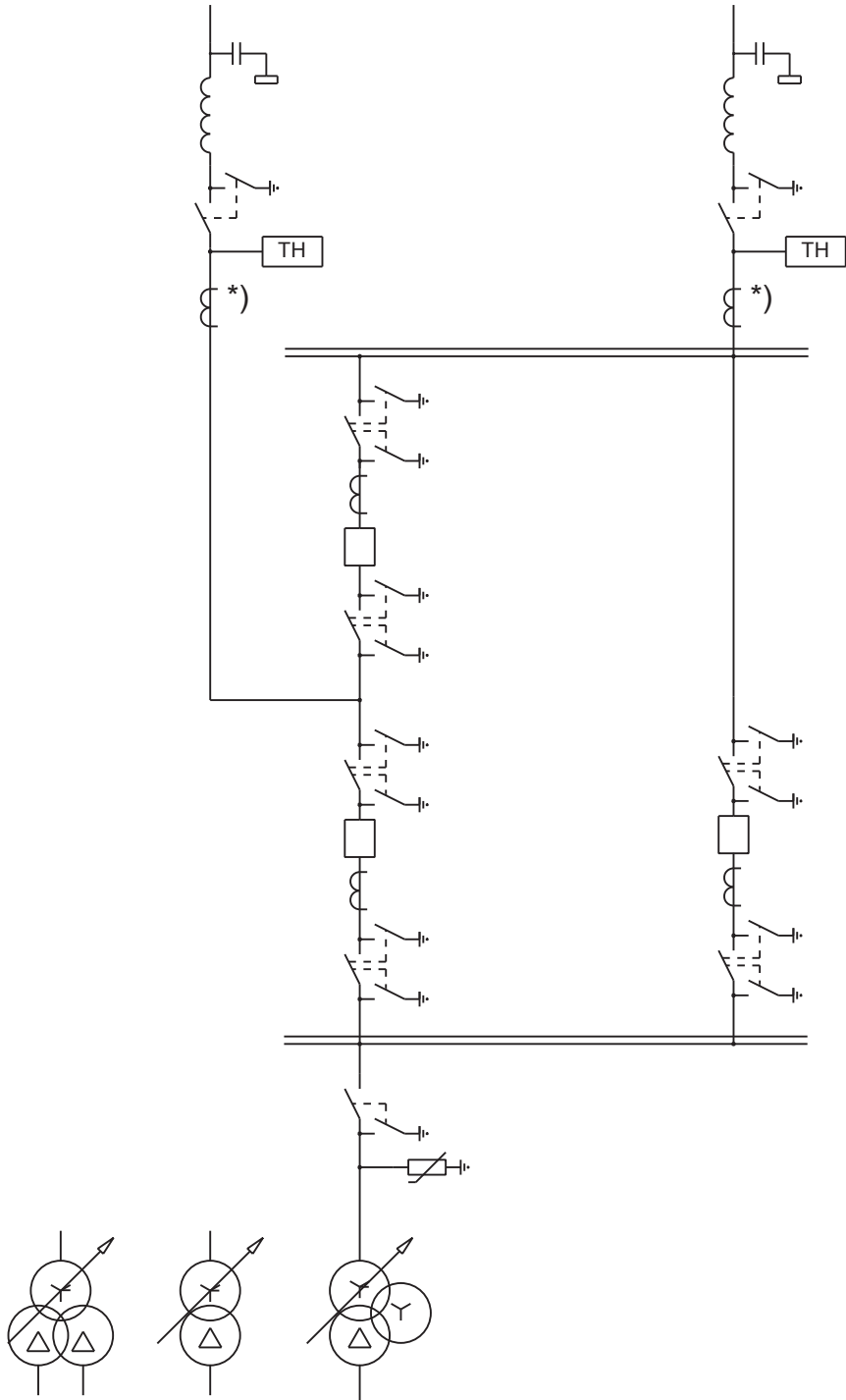


Рис. 3.6. Схемы 110-6кВ

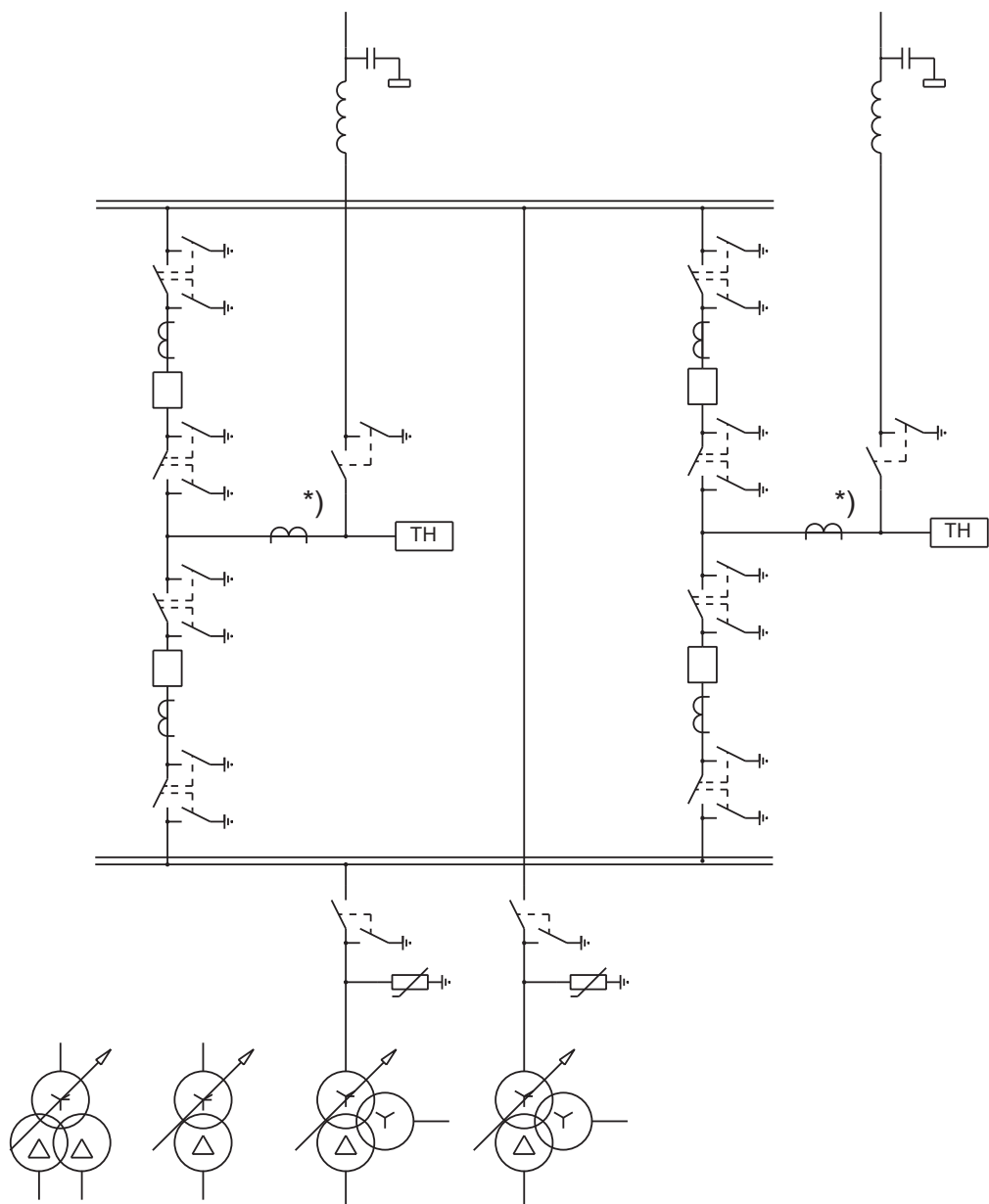


Рис. 3.7. Схемы 110-7

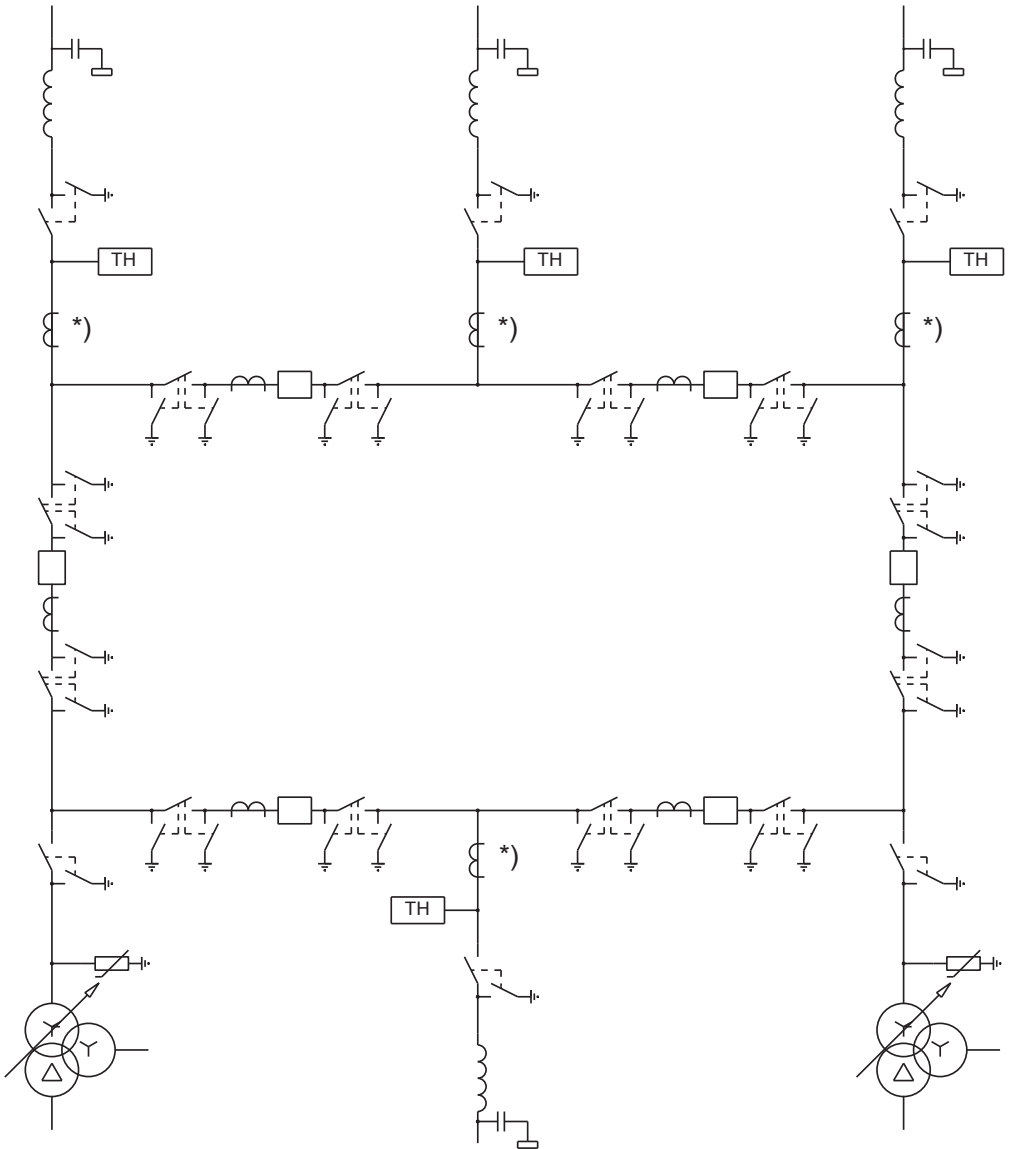


Рис. 3.8. Схемы 110–8

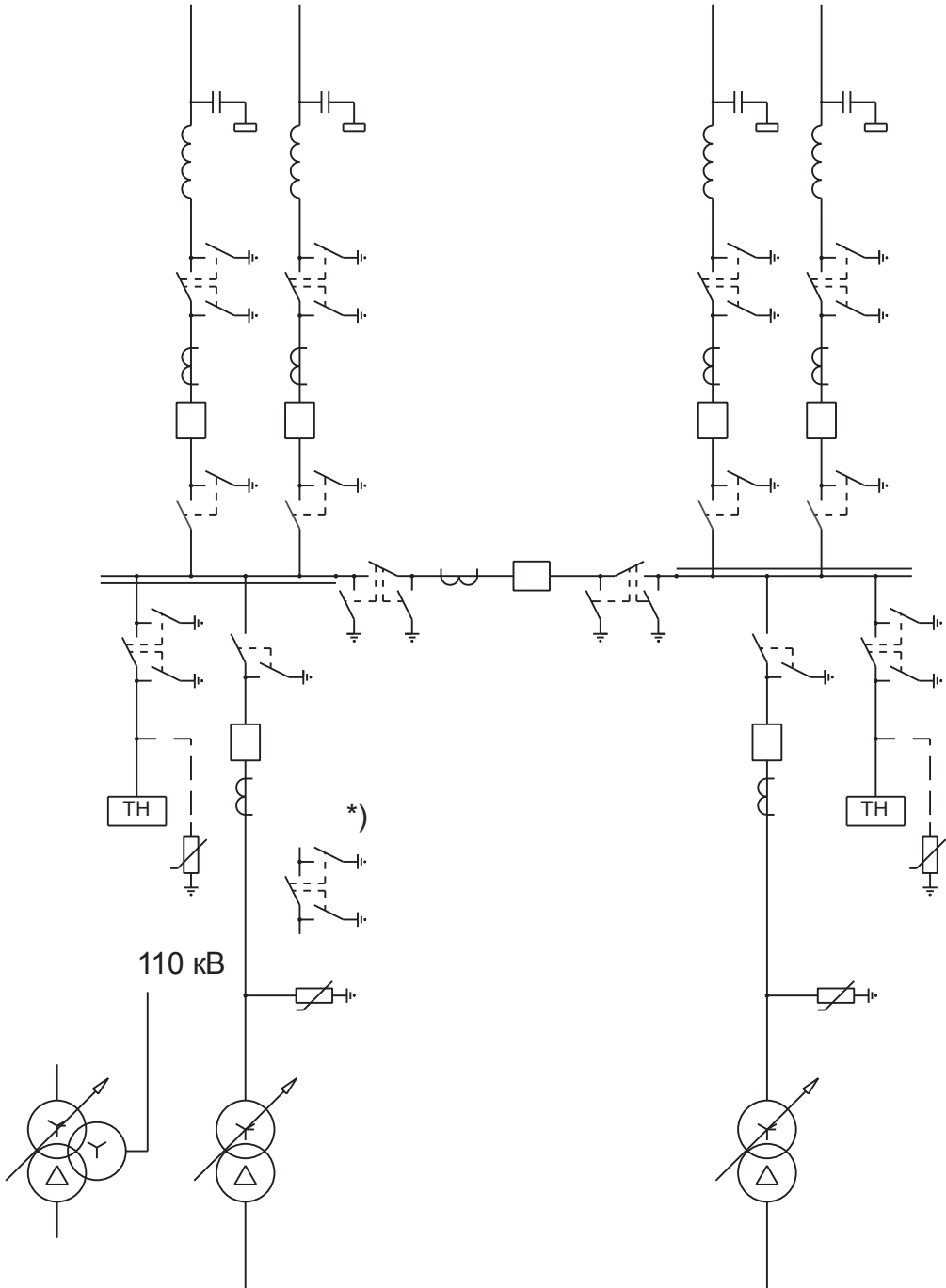


Рис. 3.9. Схемы 110-9

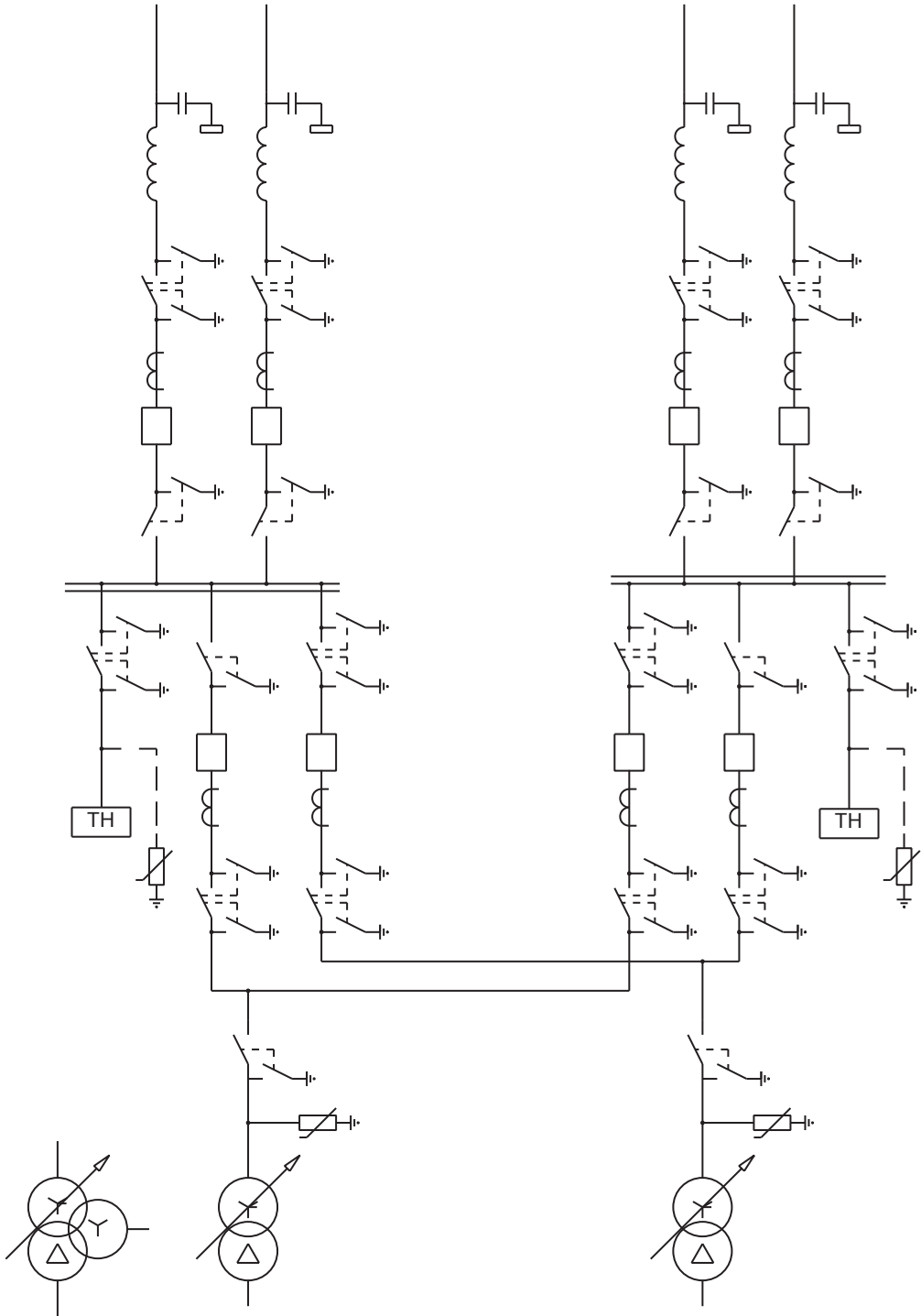


Рис. 3.10. Схемы 110-9Н

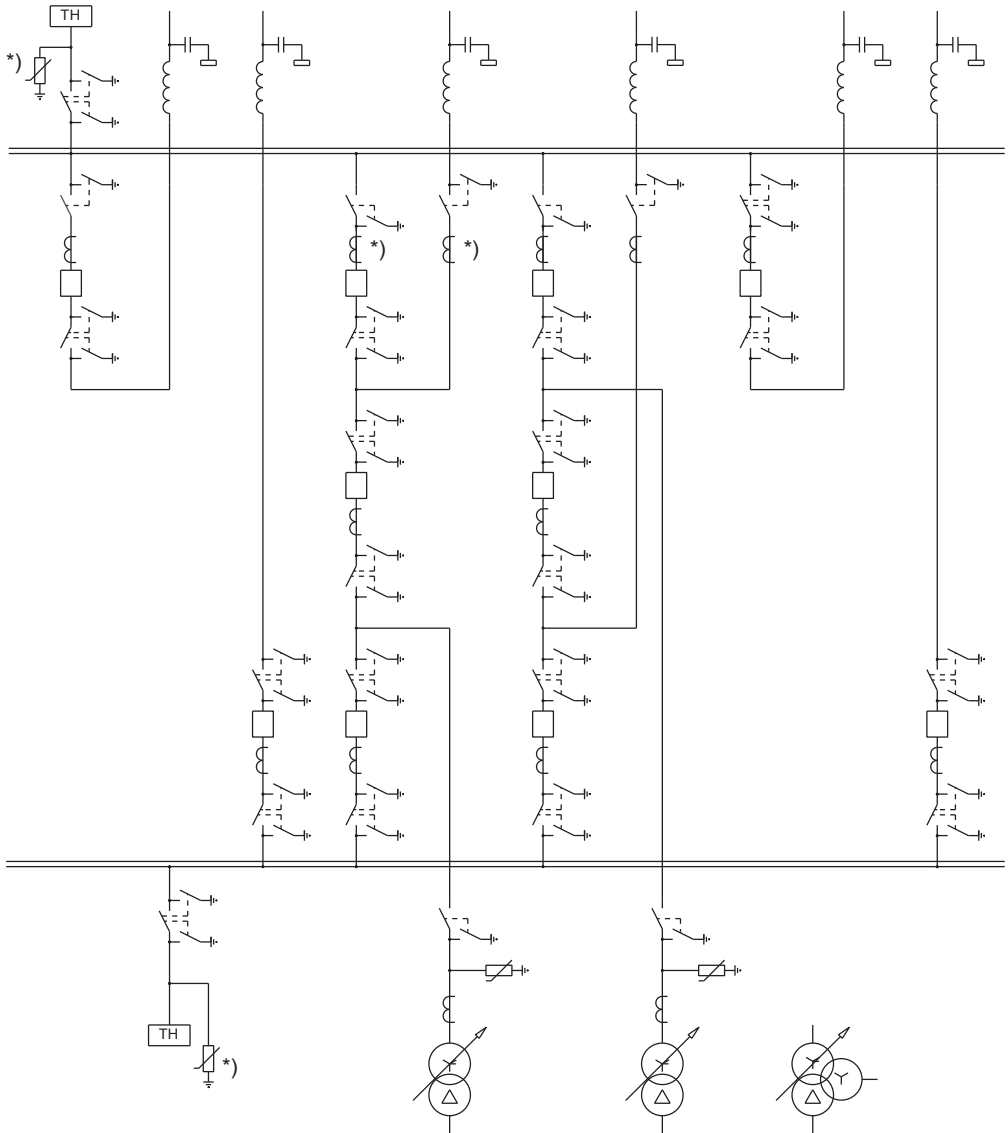


Рис. 3.11. Схемы 110–9АН

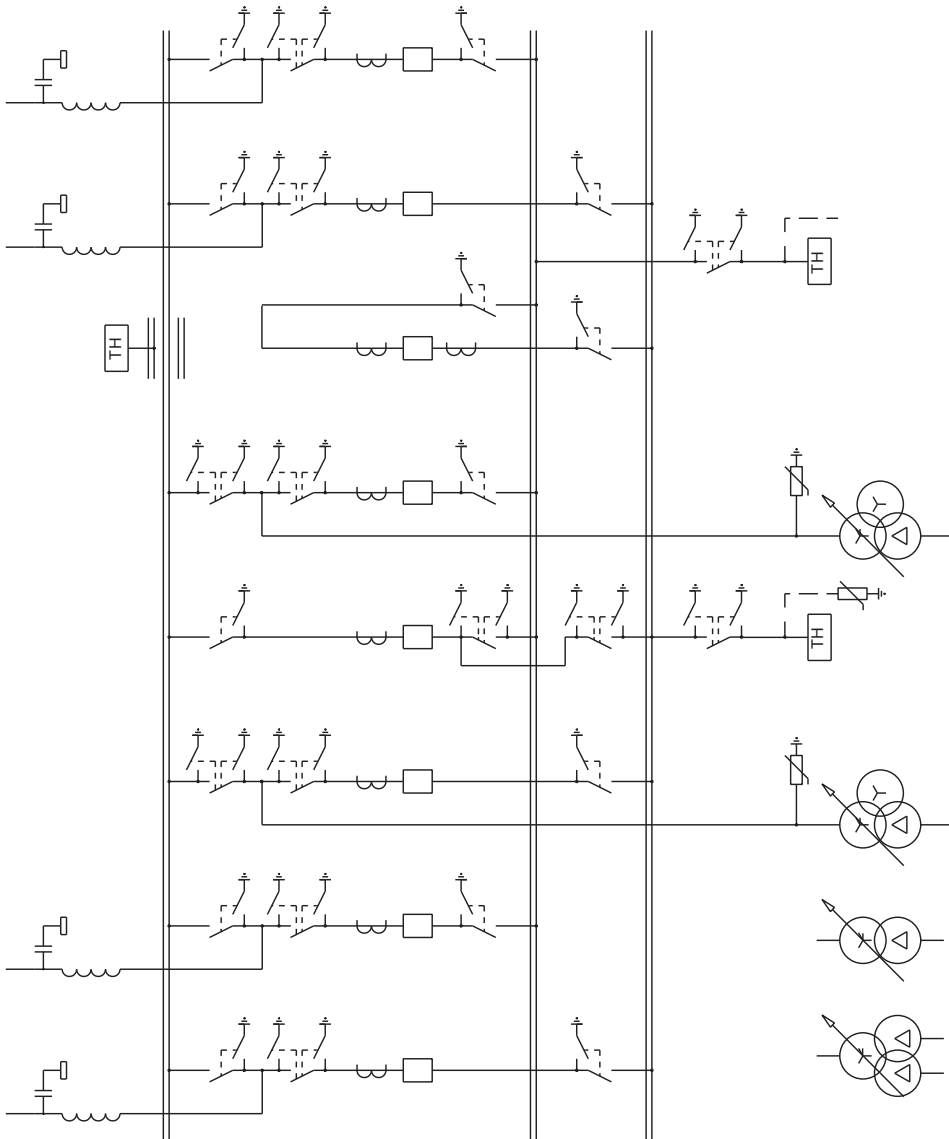


Рис. 3.12. Схемы 110–12

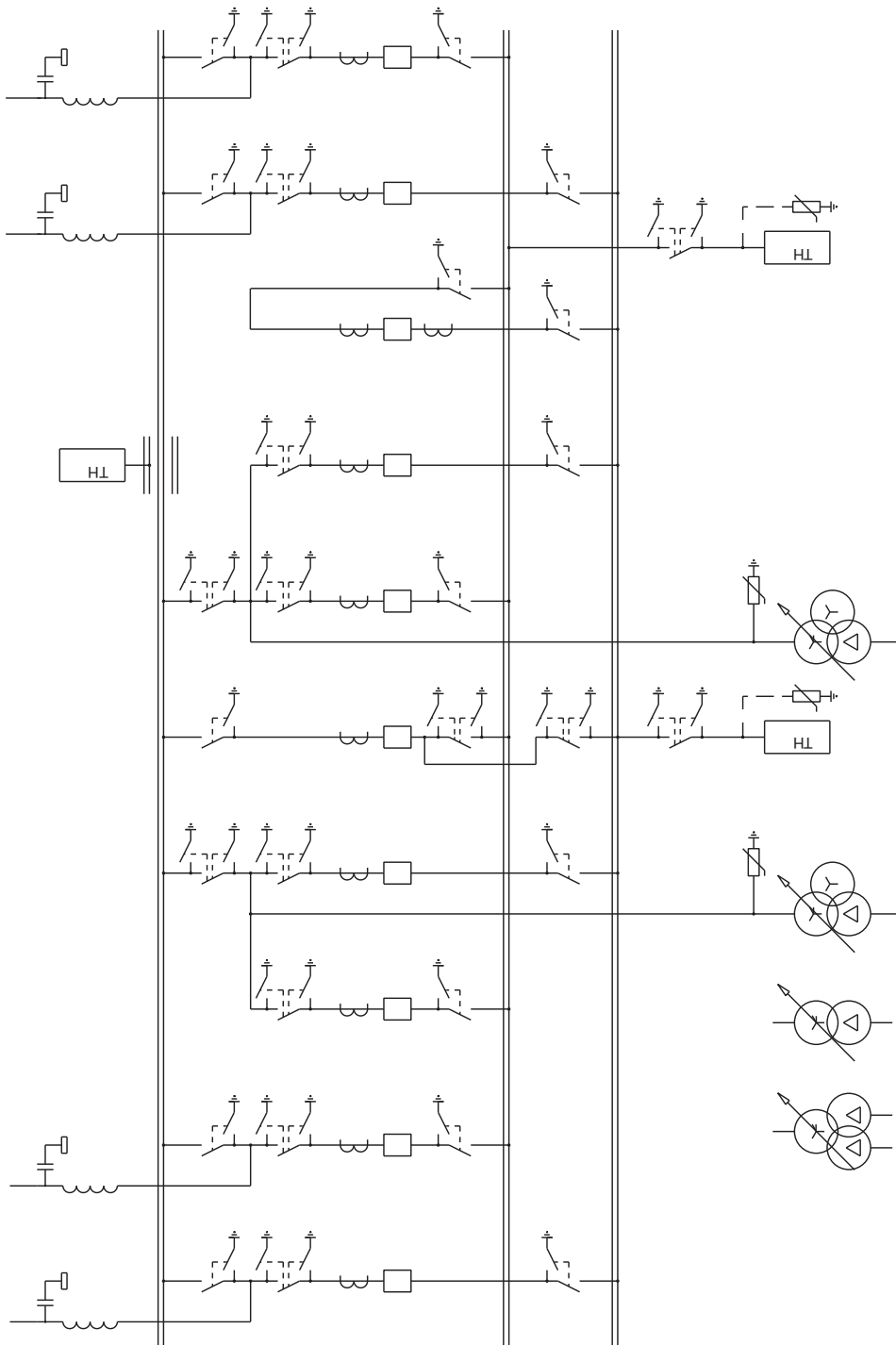


Рис. 3.13. Схемы 110–12Н

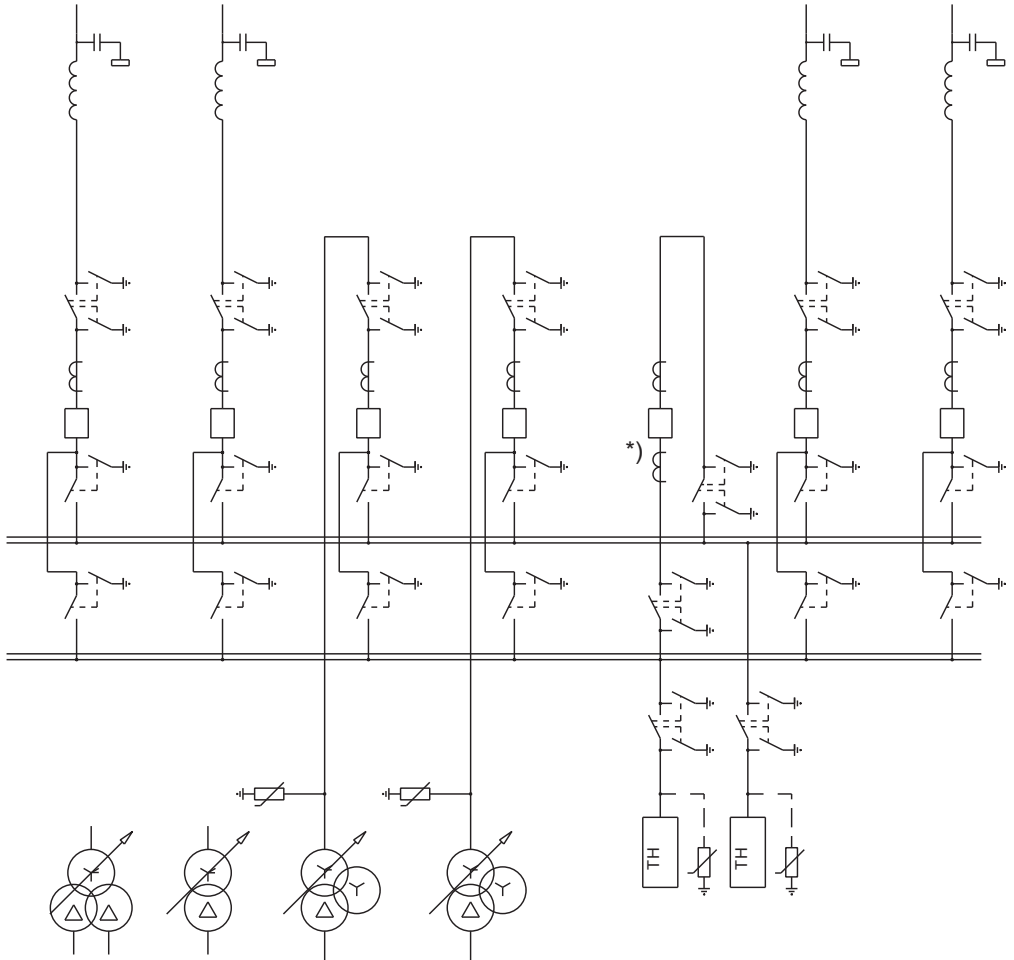


Рис. 3.14. Схемы 110–13

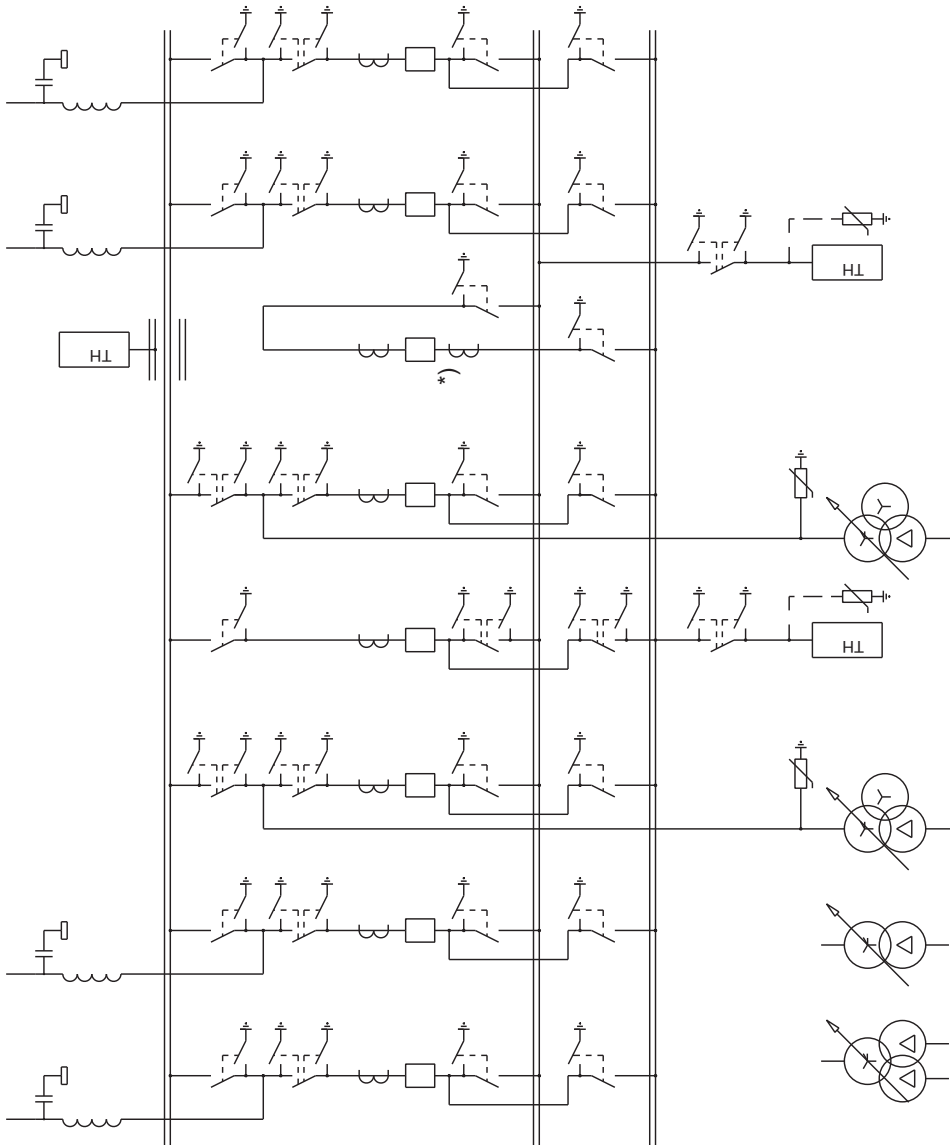


Рис. 3.15. Схемы 110–13Н

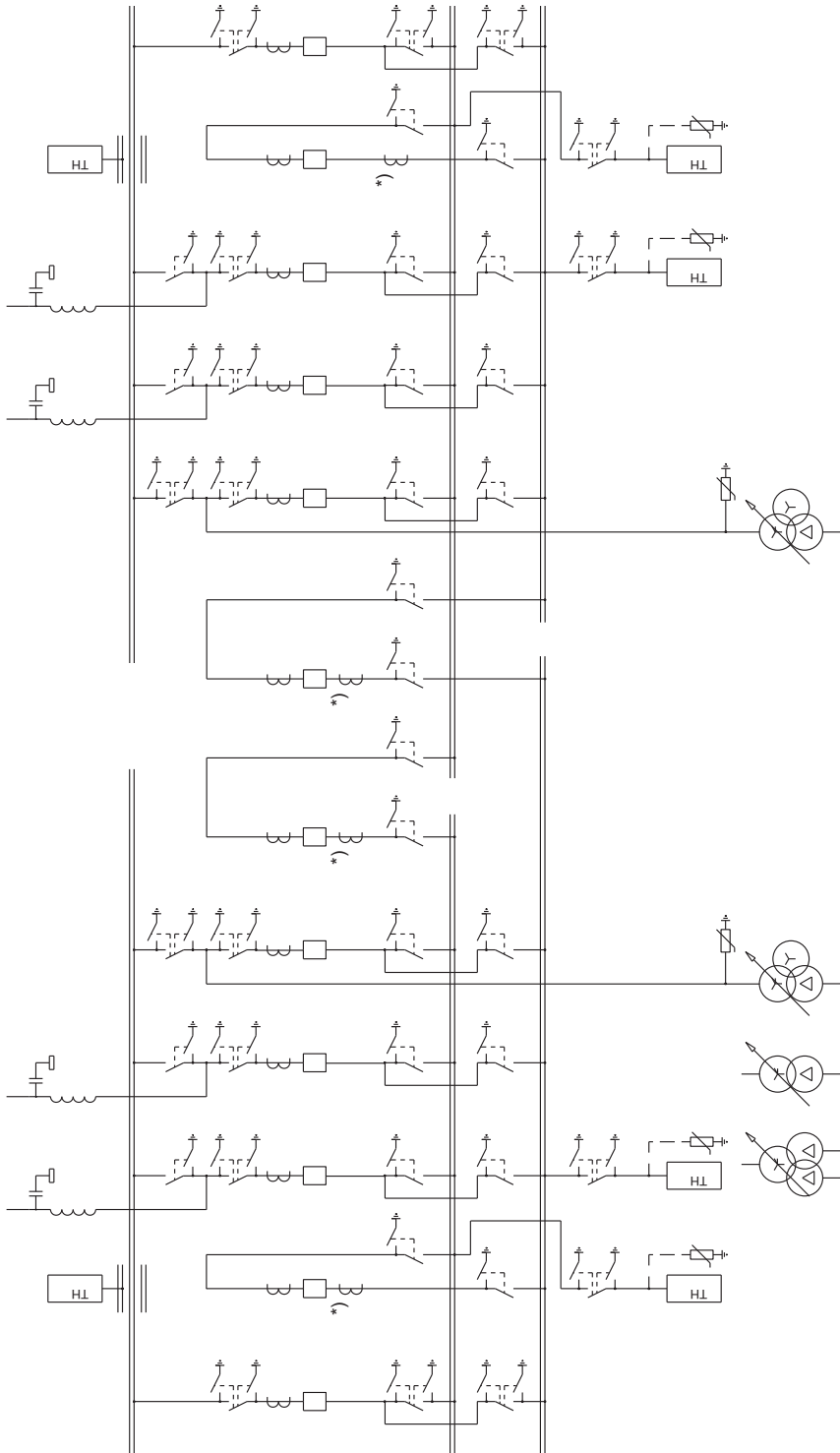


Рис. 3.16. Схемы 110–14

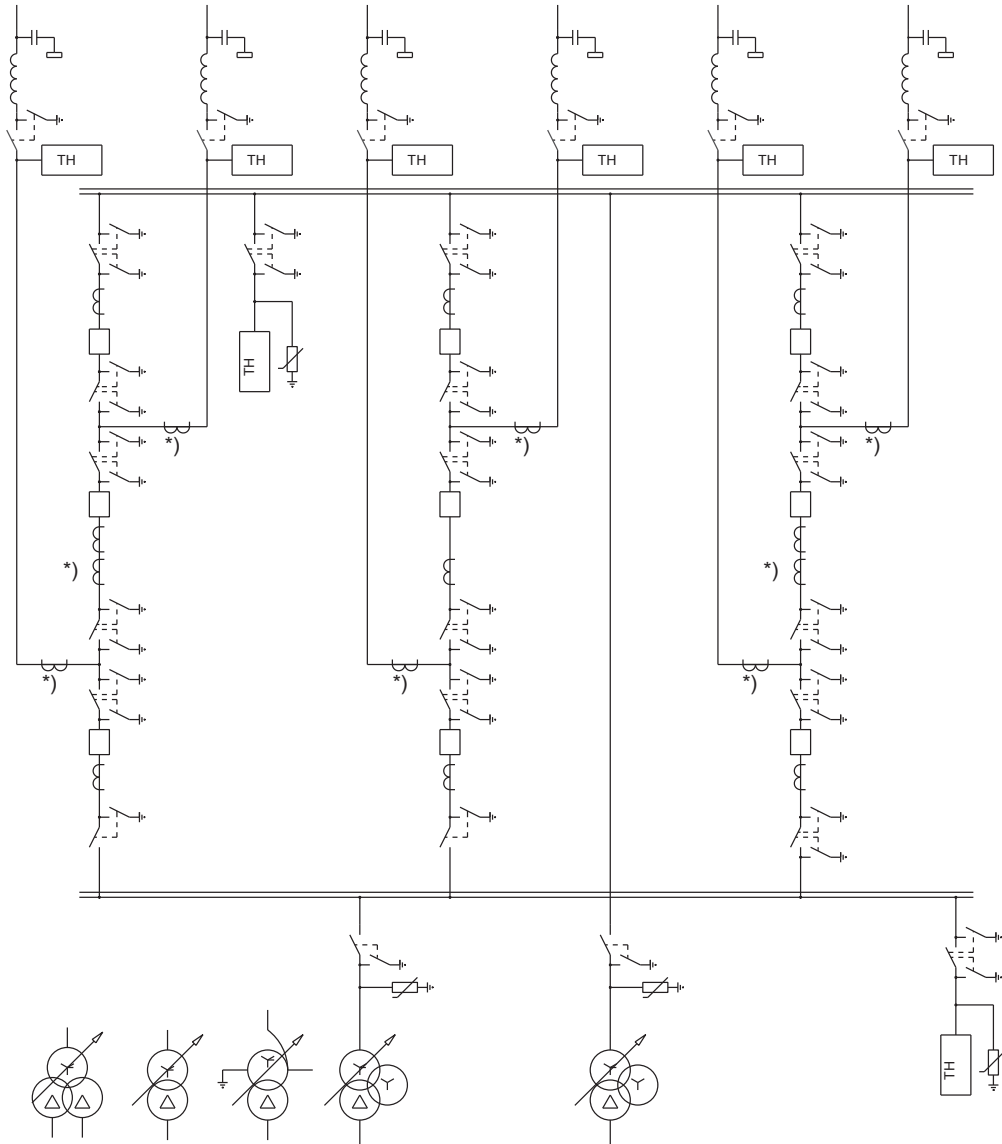


Рис. 3.17. Схемы 220–16

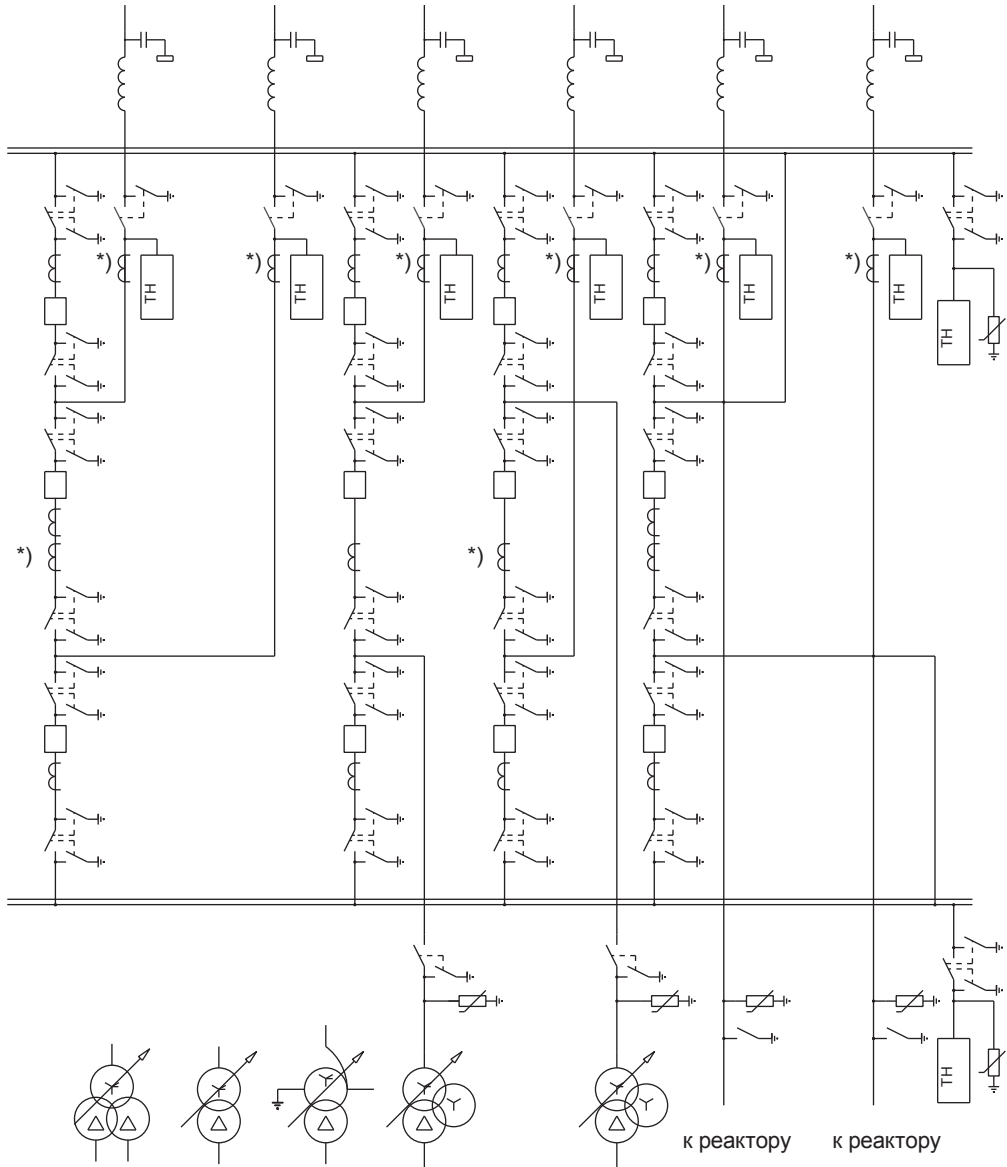


Рис. 3.18. Схемы 220–17

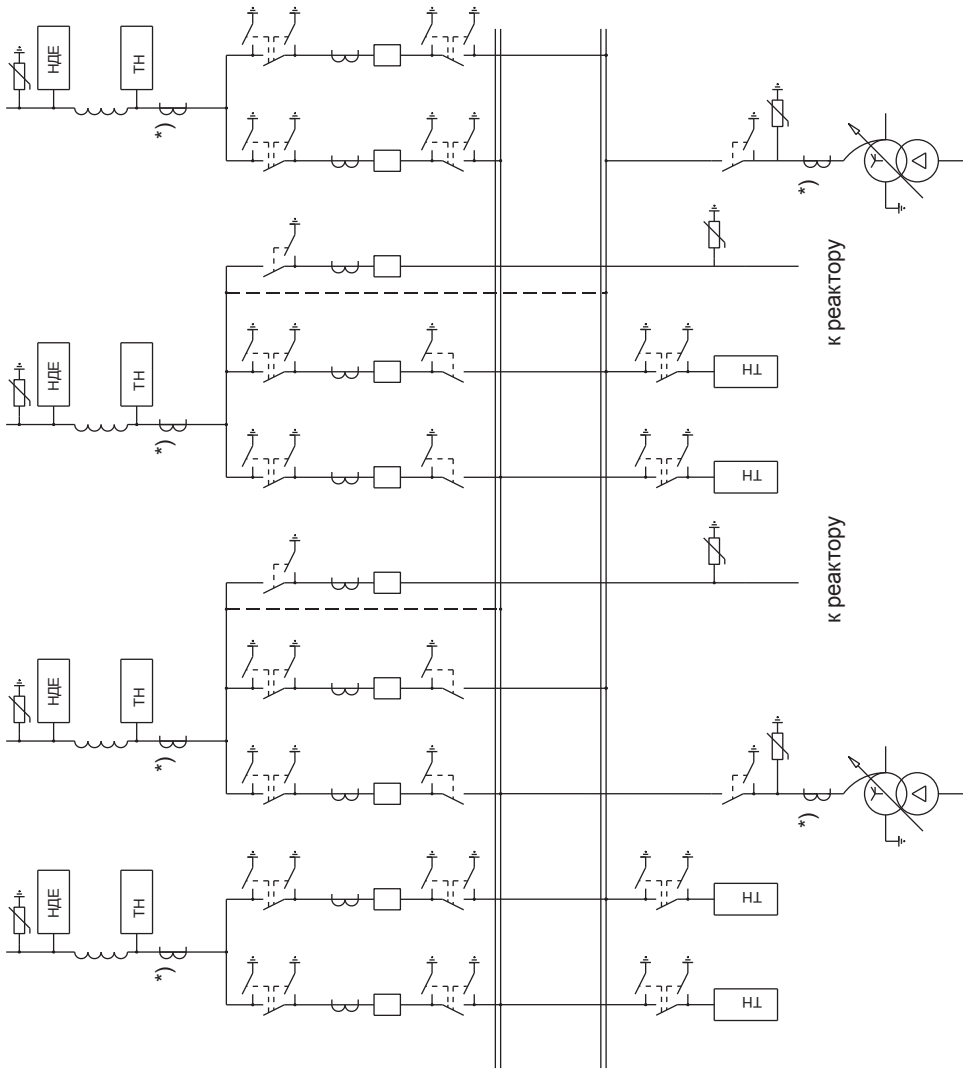


Рис. 3.19. Схемы 500–15

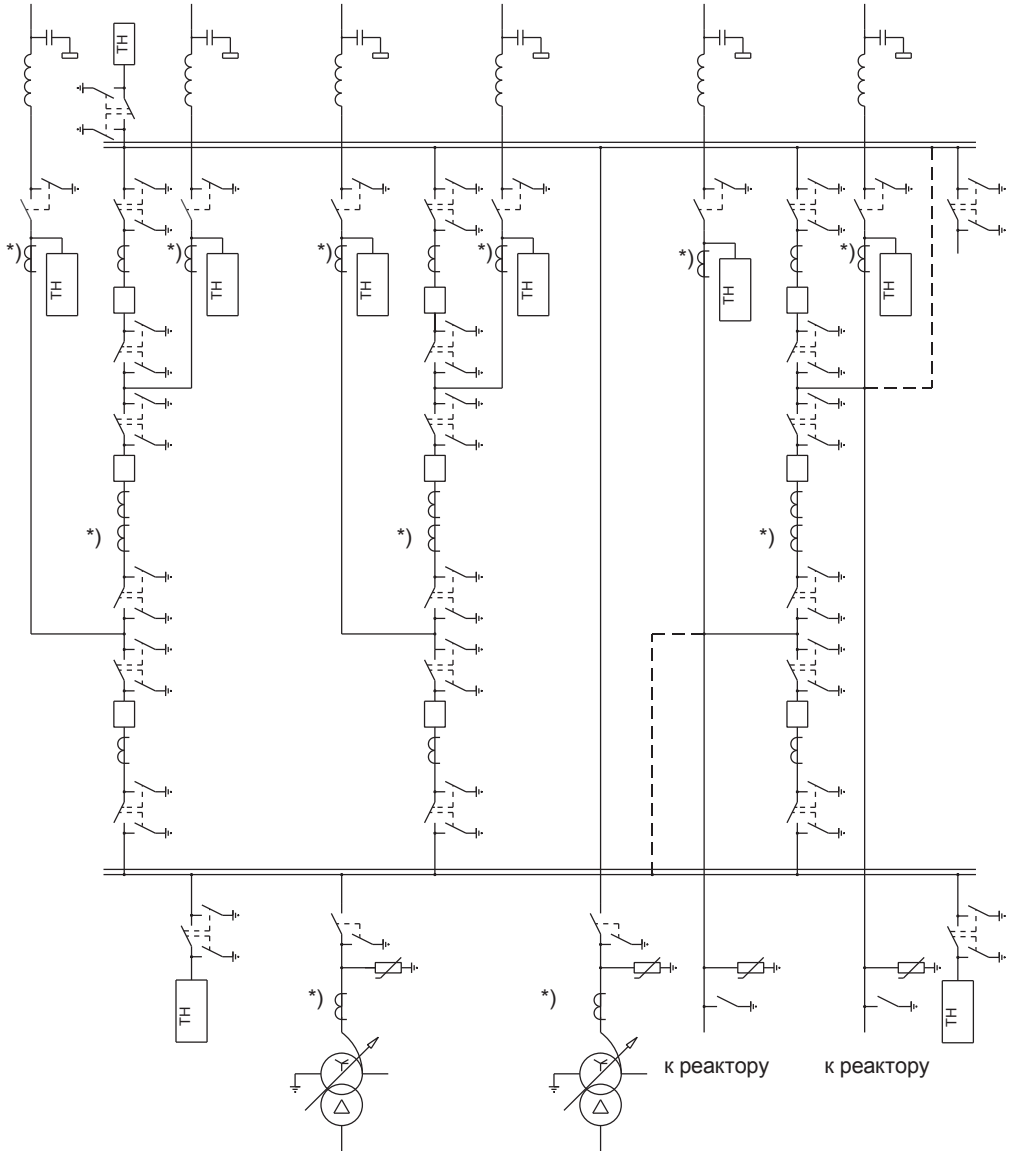


Рис. 3.20. Схемы 500–16

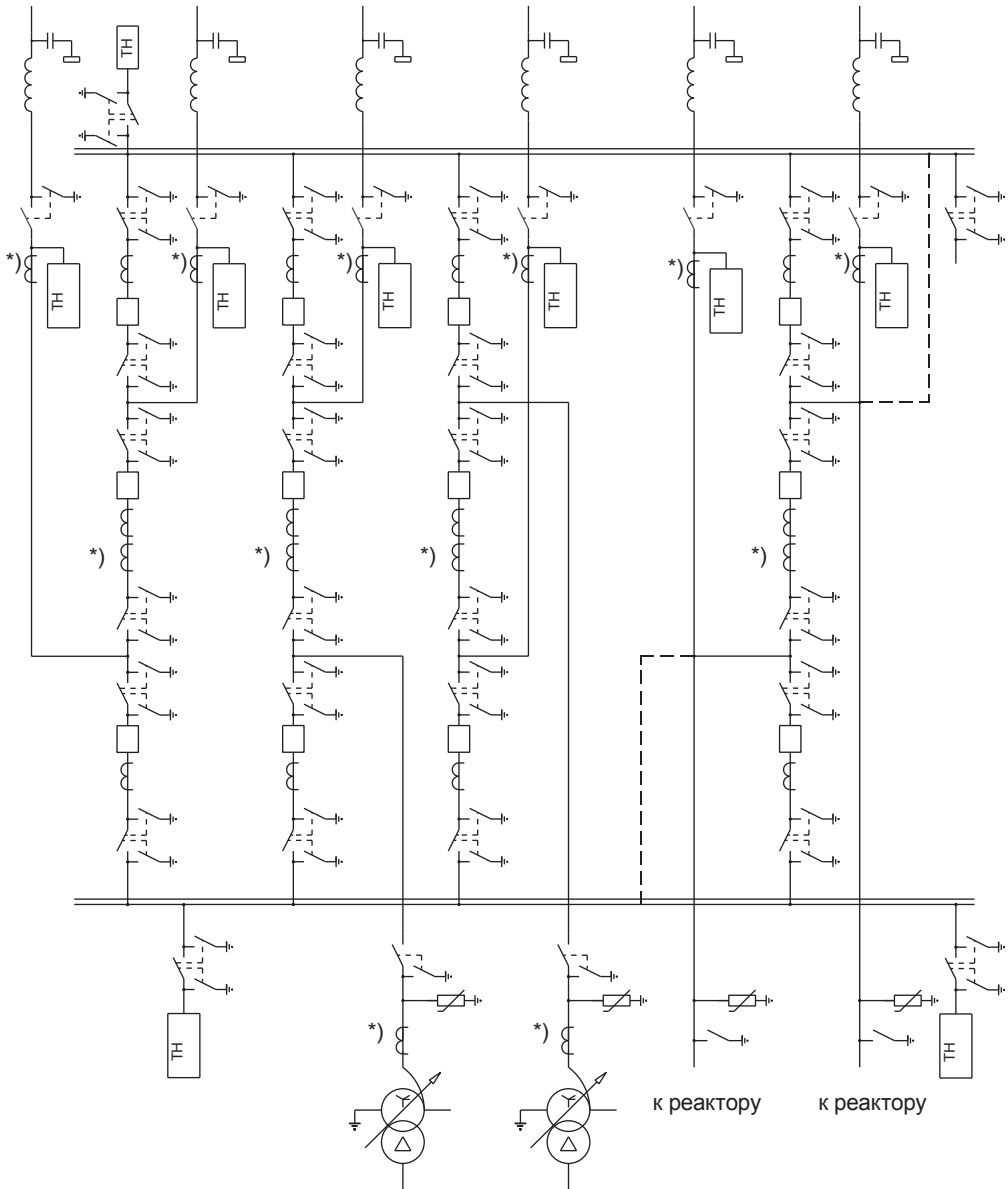


Рис. 3.21. Схемы 500–17

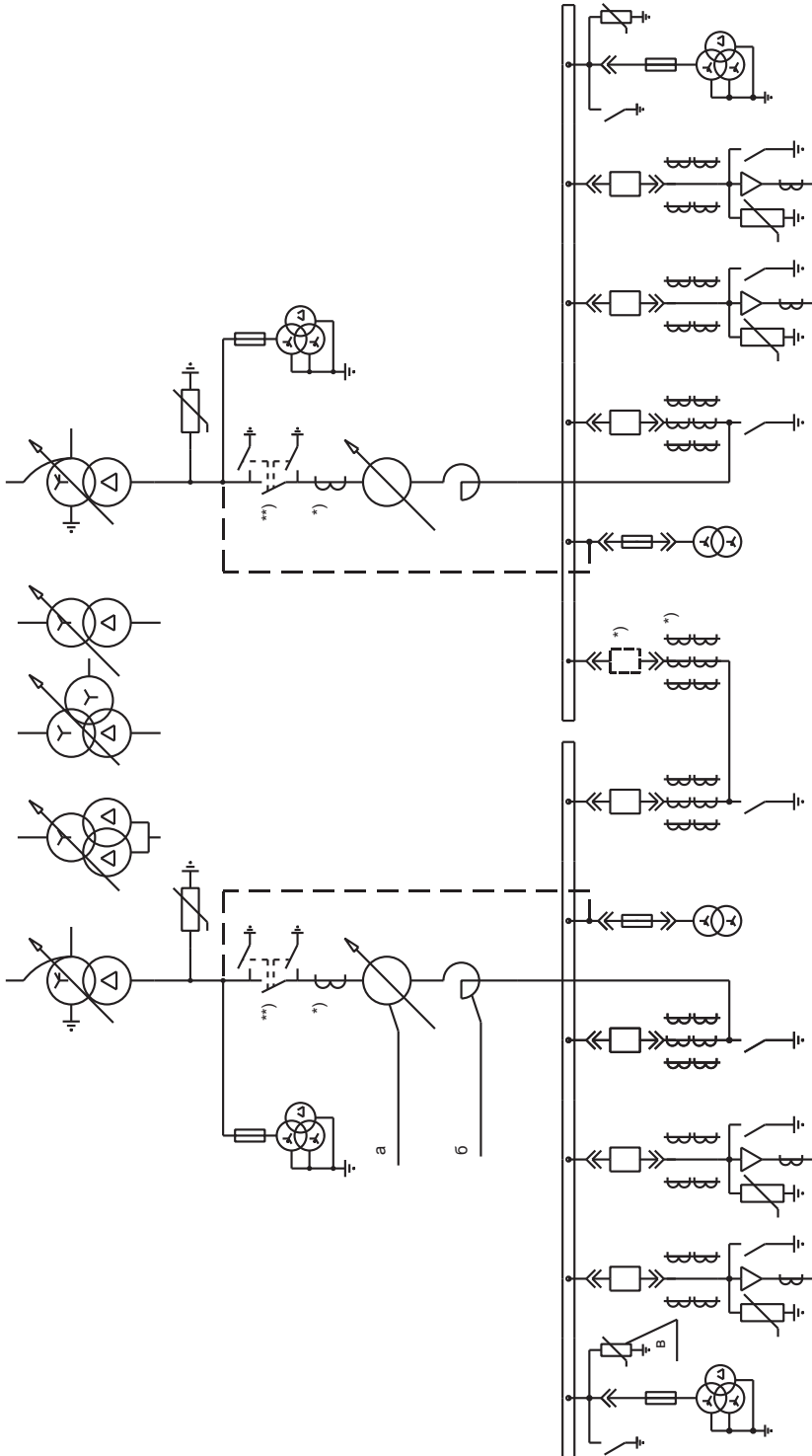


Рис. 3.22. Схема 10(6)-1

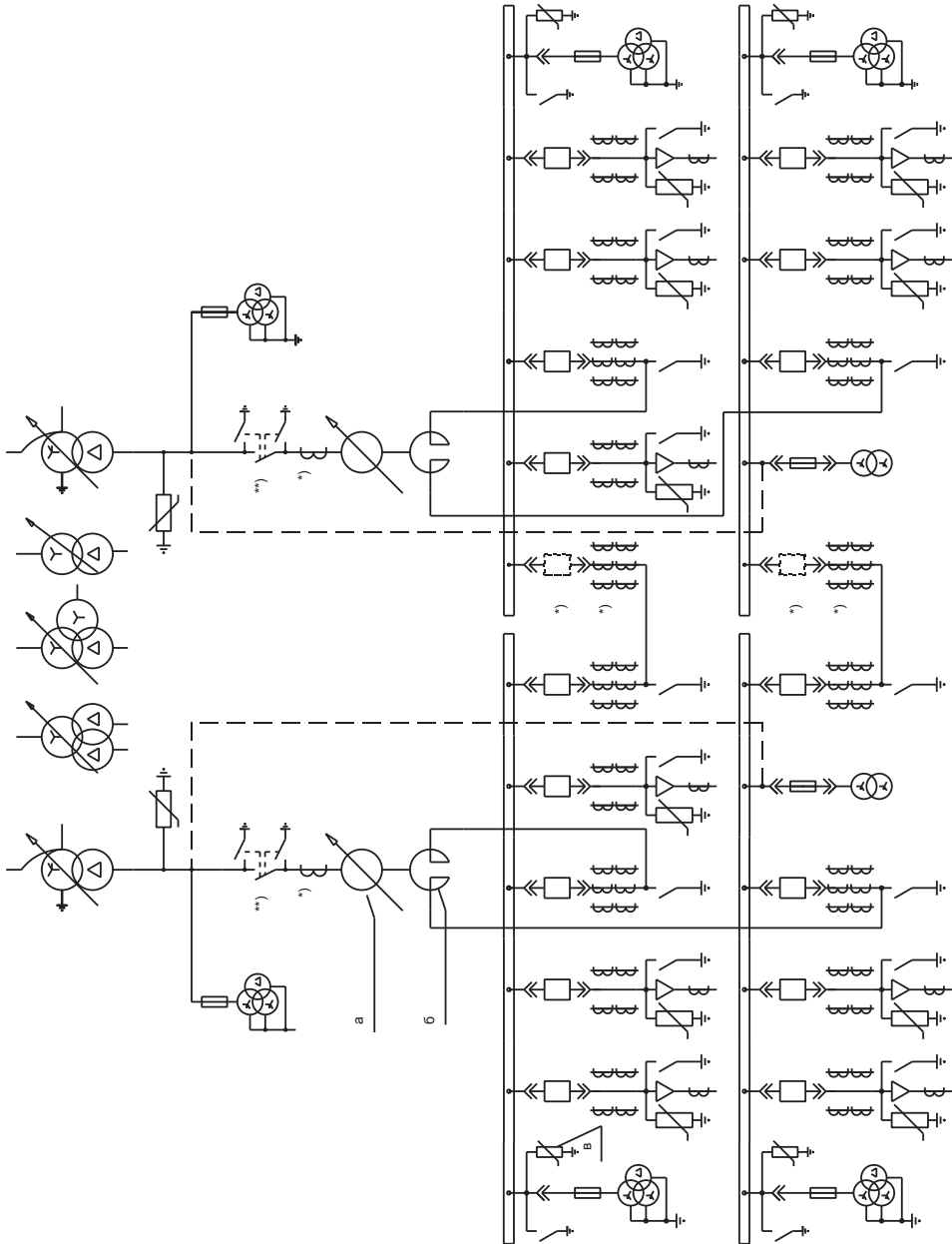
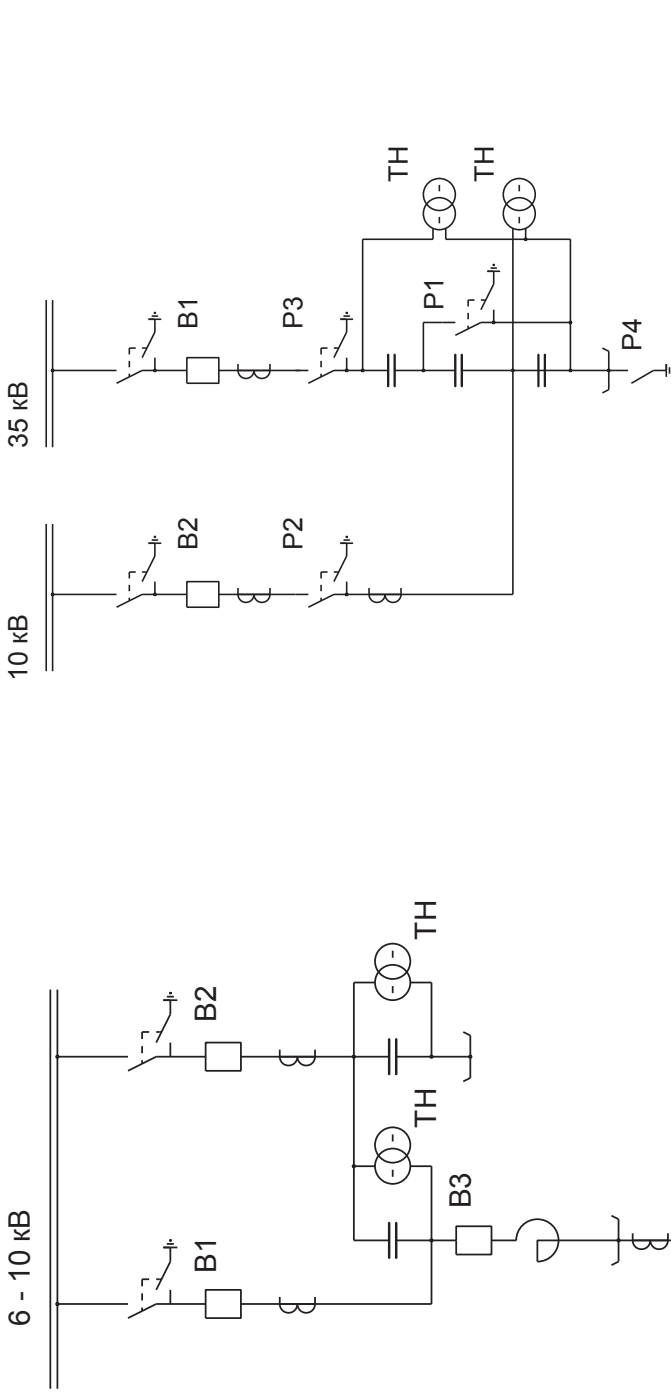


Рис. 3.23. Схема 10(6)-2



Относительная мощность ШКБ в % к номинальной	Состояние выключателя		
	V1	V2	V3
25	вкл.	откл.	откл.
50	откл.	вкл.	откл.
100	откл.	вкл.	откл.

Рис. 3.24. Схема ШКБ-10 (6) кВ регулируемой

Относительная мощность ШКБ в % к номинальной	Состояние выключателя/разъединителя					
	V1	V2	P1	P2	P3	P4
33,3	откл.	вкл.	откл.	вкл.	откл.	вкл.
66,7	откл.	вкл.	вкл.	вкл.	откл.	вкл.
100	вкл.	откл.	откл.	откл.	вкл.	вкл.

Рис. 3.25. Схема ШКБ-35 кВ регулируемой

10 (6), 35 кВ

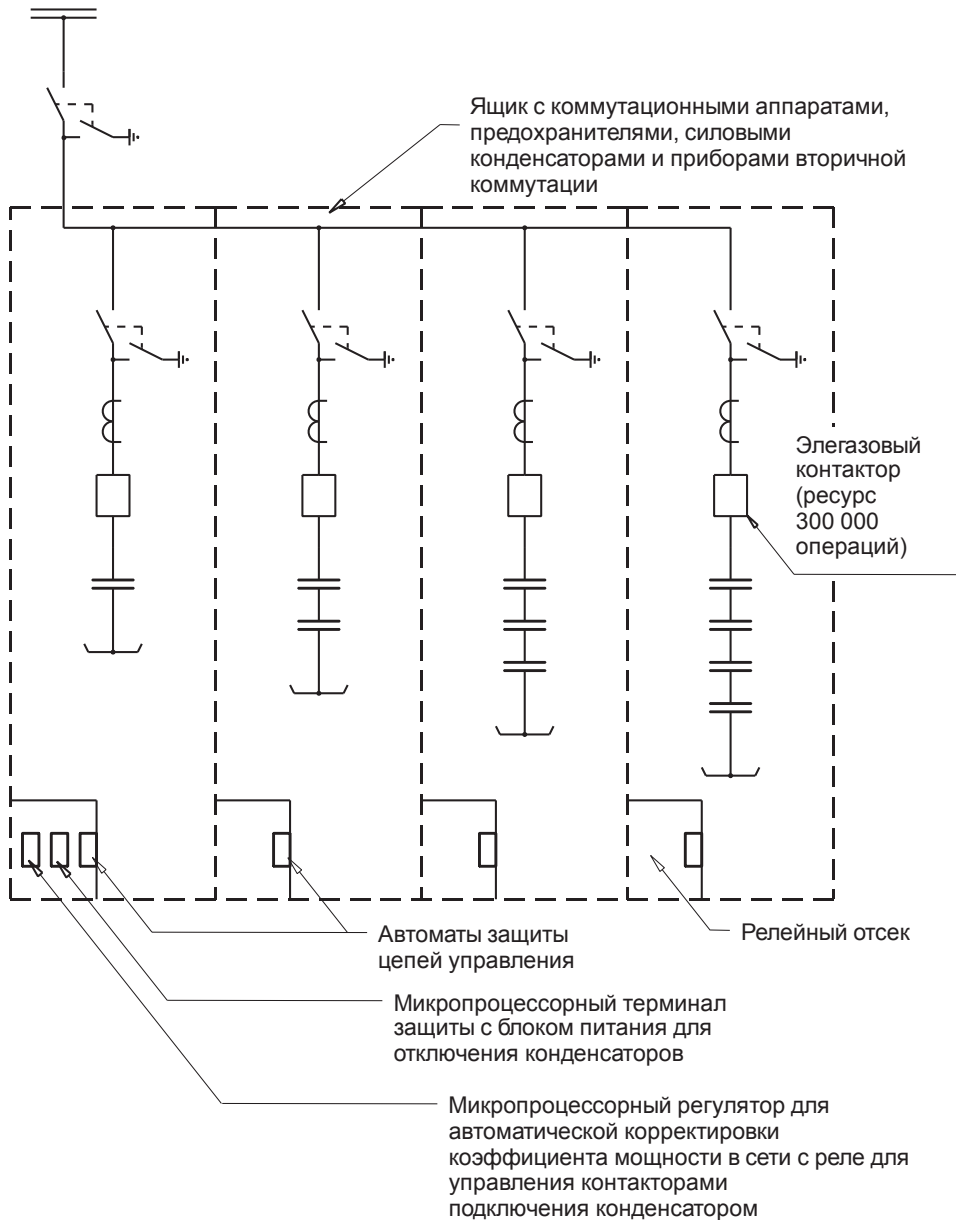


Рис. 3.26. Схема подключения комплектной конденсаторной установки 10(6), 35 кВ

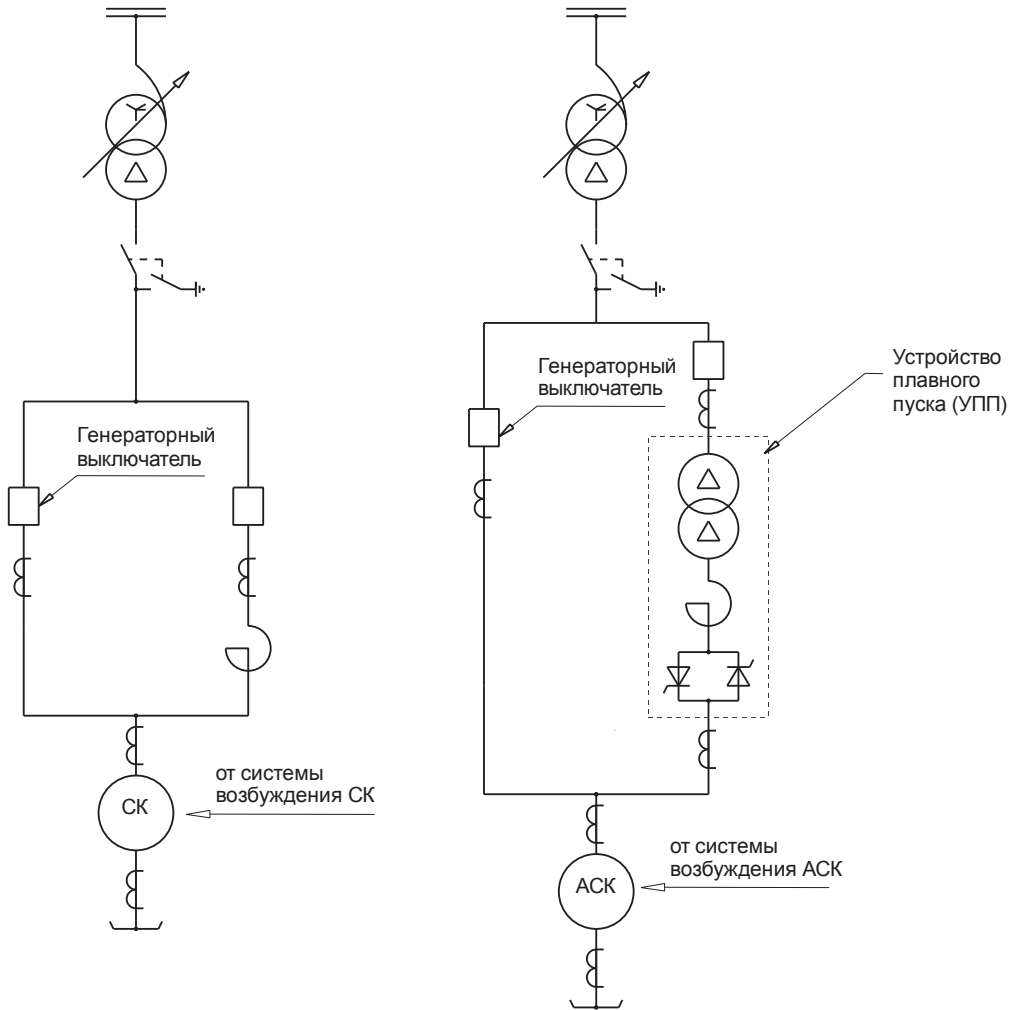


Рис. 3.27. Схема подключения синхронных компенсаторов (а) и асинхронизированных компенсаторов (б)

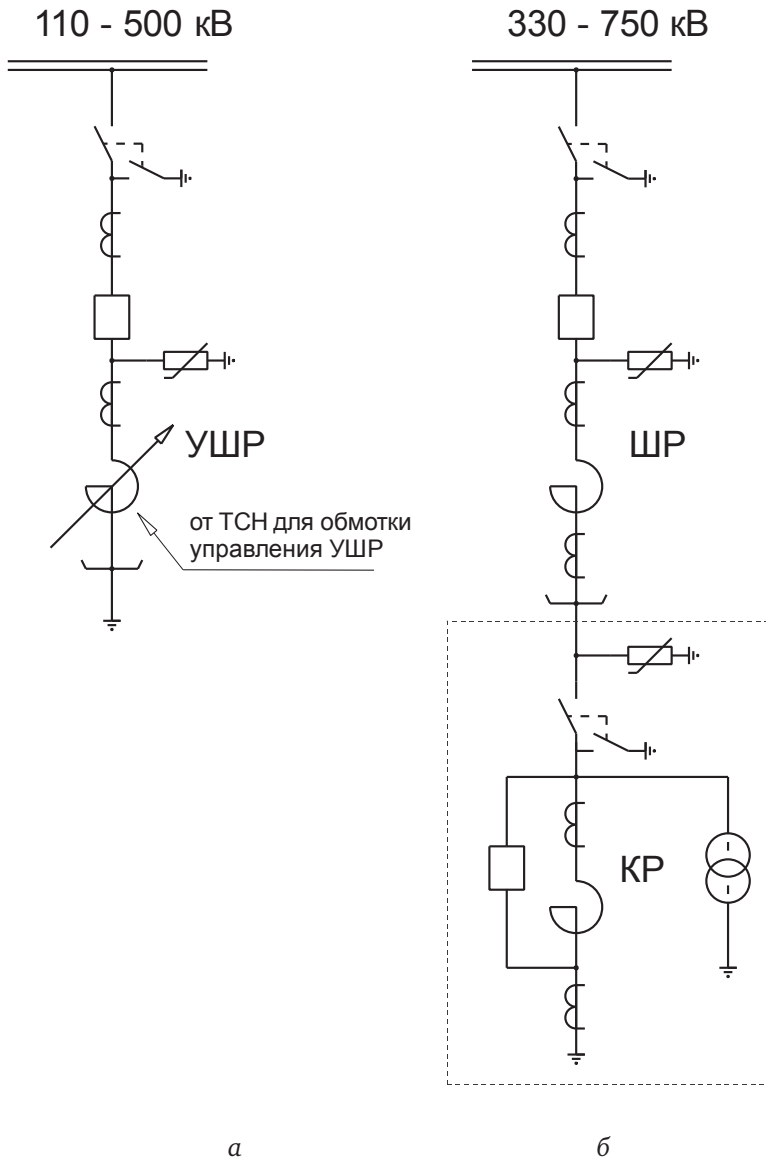


Рис. 3.28. Схема подключения ШР (а) и УШР (б)

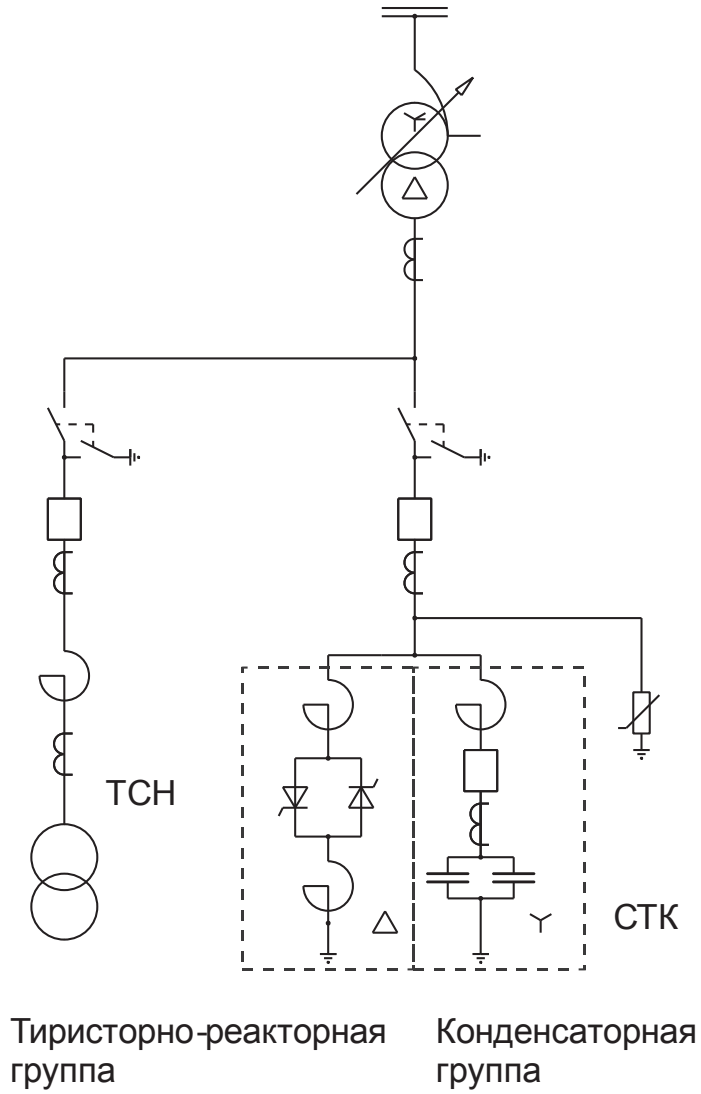


Рис. 3.29. Схема подключения СТК

Глава 4

Рекомендации по выбору главных схем электрических соединений подстанций

4.1. Факторы, влияющие на выбор схемы РУВН ПС

- Класс напряжения.
- Тип подстанции (Т-О-П-У).
- Единичная мощность силового трансформатора.
- Чувствительность защит головных участков ЛЭП (для Т и О).
- Системная автоматика.

4.2. Перечень схем РУ 35 кВ

Таблица 4.1

Схемы РУ 35 кВ

№ п/п	Наименование схемы	Номер схемы	Номер рис.
1	Блок (линия-трансформатор) с разъединителем	35-1	аналогично рис. 3.1
2	Блок (линия-трансформатор) с выключателем	35-3Н	аналогично рис. 3.1
3	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	35-4Н	аналогично рис. 3.1
4	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии	35-5Н	аналогично рис. 3.2
5	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	35-5АН	аналогично рис. 3.2
6	Одна рабочая, секционированная выключателем» система шин	35-9	аналогично рис. 3.5

В РУ 35 кВ применяются, как правило, встроенные трансформаторы тока. Применение выносных трансформаторов тока требует обоснования.

4.3. Перечень схем РУ 110 кВ

Таблица 4.2

Схемы РУ 110 кВ

№ п/п	Наименование схемы	Номер схемы	Номер рис.
1	Блок (линия-трансформатор) с разъединителем	110–1	рис. 3.1
2	Блок (линия-трансформатор) с выключателем	110–3Н	рис. 3.1
3	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	110–4Н	рис. 3.1
4	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	110–5Н	рис. 3.2
5	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	110–5АН	рис. 3.2
6	Заход-выход	110–6	рис. 3.3
7	Треугольник	110–6Н	рис. 3.3
8	Четырехугольник	110–7	рис. 3.4
9	Шестиугольник	110–8	рис. 3.4
10	Одна рабочая, секционированная выключателем система шин	110–9	рис. 3.5
11	Одна рабочая, секционированная по числу трансформаторов система шин, с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку выключателей	110–9Н	рис. 3.5
12	Одна рабочая, секционированная система шин, с подключением ответственных присоединений через полуторную цепочку	110–9АН	рис. 3.6
13	Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин	110–12	рис. 3.7
14	Одна рабочая, секционированная выключателями, и обходная система шин с подключением трансформаторов к секциям шин через 2 выключателя	110–12Н	рис. 3.8
15	Две рабочие системы шин	110–13	рис. 3.9
16	Две рабочие и обходная системы шин	110–13Н	рис. 3.10
17	Две рабочие, секционированные выключателями, и обходная система шин, с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями	110–14	рис. 3.11

4.4. Перечень схем РУ 220 кВ

Таблица 4.3

Схемы РУ 220 кВ

№ п/п	Наименование схемы	Номер схемы	Номер рис.
1	Блок (линия-трансформатор) с разъединителем	220-1	рис. 3.1
2	Блок (линия-трансформатор) с выключателем	220-3Н	рис. 3.1
3	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	220-4Н	рис. 3.1
4	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	220-5Н	рис. 3.2
5	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	220-5АН	рис. 3.2
6	Заход-выход	220-6	рис. 3.3
7	Треугольник	220-6Н	рис. 3.3
8	Четырехугольник	220-7	рис. 3.4
9	Шестиугольник	220-8	рис. 3.4
10	Одна рабочая, секционированная выключателем система шин	220-9	рис. 3.5
11	Одна рабочая, секционированная по числу трансформаторов система шин, с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку выключателей	220-9Н	рис. 3.5
12	Одна рабочая, секционированная система шин, с подключением ответственных присоединений через полуторную цепочку	220-9АН	рис. 3.6
13	Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная система шин	220-12	рис. 3.7
14	Одна рабочая, секционированная выключателями и обходная система шин с подключением трансформаторов к секциям шин через два выключателя	220-12Н	рис. 3.8
15	Две рабочие системы шин	220-13	рис. 3.9
16	Две рабочие и обходная системы шин	220-13Н	рис. 3.10
17	Две рабочие, секционированные выключателями, и обходная система шин, с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями	220-14	рис. 3.11
18	Трансформаторы-шины с полуторным присоединением линий	220-16	рис. 3.13
19	Полуторная схема	220-17	рис. 3.14

4.5. Перечень схем РУ 330 кВ

Таблица 4.4

Схемы РУ 330 кВ

№ п/п	Наименование схемы	Номер схемы	Номер рис.
1	Блок (линия-трансформатор) с выключателем	330-3Н	рис. 3.1
2	Треугольник	330-6Н	рис. 3.3
3	Четырехугольник	330-7	рис. 3.4
4	Трансформаторы — шины с присоединением линий через два выключателя	330-15	рис. 3.12
5	Трансформатор — шины с полуторным присоединением линий	330-16	рис. 3.13
6	Полуторная схема	330-17	рис. 3.14

Примечание. Необходимость установки на линиях разрядников, показанных пунктиром на схемах 330-7, 330-15, 330-16 и 330-17, подлежит уточнению при конкретном проектировании с учетом рекомендаций ПУЭ.

4.6. Перечень схем РУ 500 кВ

Таблица 4.5

Схемы РУ 500 кВ

№ п/п	Наименование схемы	Номер схемы	Номер рис.
1	Блок (линия-трансформатор) с выключателем	500-3Н	рис. 3.1
2	Треугольник	500-6Н	рис. 3.3
3	Четырехугольник	500-7	рис. 3.4
4	Трансформаторы — шины с присоединением линий через два выключателя	500-15	рис. 3.12
5	Трансформатор-шины с полуторным присоединением линий	500-16	рис. 3.13
6	Полуторная схема	500-17	рис. 3.15

Примечание. Необходимость установки на линиях разрядников, показанных пунктиром на схемах 330-7, 330-15, 330-16 и 330-17, подлежит уточнению при конкретном проектировании с учетом рекомендаций ПУЭ. Линии, к которым показано подключение реакторов, приняты условно.

4.7. Перечень схем РУ 750 кВ

Таблица 4.6

Схемы РУ 750 кВ

№ п/п	Наименование схемы	Номер схемы	Номер рис.
1	Треугольник	750–6Н	рис. 3.3
2	Четырехугольник	750–7	рис. 3.4
3	Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя	750–15	рис. 3.12
4	Трансформатор-шины с полуторным присоединением линий	750–16	рис. 3.13
5	Полуторная схема	750–17	рис. 3.15

Примечание. Линии, к которым показано подключение реакторов, приняты условно.

4.8. Перечень схем РУ 10(6) кВ, линейных регулировочных трансформаторов 35 кВ, синхронных компенсаторов и регулируемых ШКБ 10(6), 35 кВ

Таблица 4.7

Перечень схем

№ п/п	Наименование схемы	Номер схемы	Номер рис.
1	Одна одиночная, секционированная выключателем, система шин	10(6)-1	рис. 3.16
2	Две одиночные, секционированная выключателями, системы шин	10(6)-2	рис. 3.17
3	Четыре одиночные, секционированные выключателями, и системы шин	10(6)-3	Подобно рис. 3.17
4	Схема присоединения ШКБ регулируемой 10(6) и 35 кВ	–	рис. 3.18
5	Схема подключения комплектной конденсаторной установки 10(6), 35 кВ	–	рис. 3.19
6	Схемы подключения синхронных компенсаторов и асинхронизированных компенсаторов	–	рис. 3.20
7	Схемы подключения ШР, УШР и СТК	–	рис. 3.21

4.9. Алгоритм выбора схем для РУ 35 кВ

Алгоритм выбора схем для РУ 35 кВ приведен на рис. 4.1.

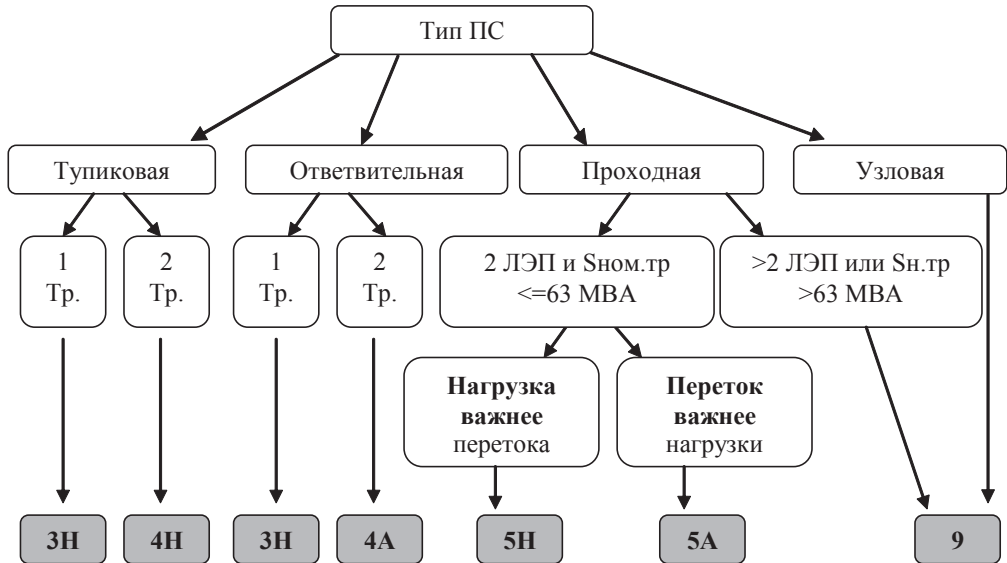


Рис. 4.1. Алгоритм выбора схем для РУ 35 кВ

В силу того, что применение схем без силовых выключателей строго ограничено, схема «1» не включена в приводимую на рис. 4.2 диаграмму выбора схем РУ 110 и 220 кВ.

4.10. Алгоритм выбора схем для РУ 110 и 220 кВ

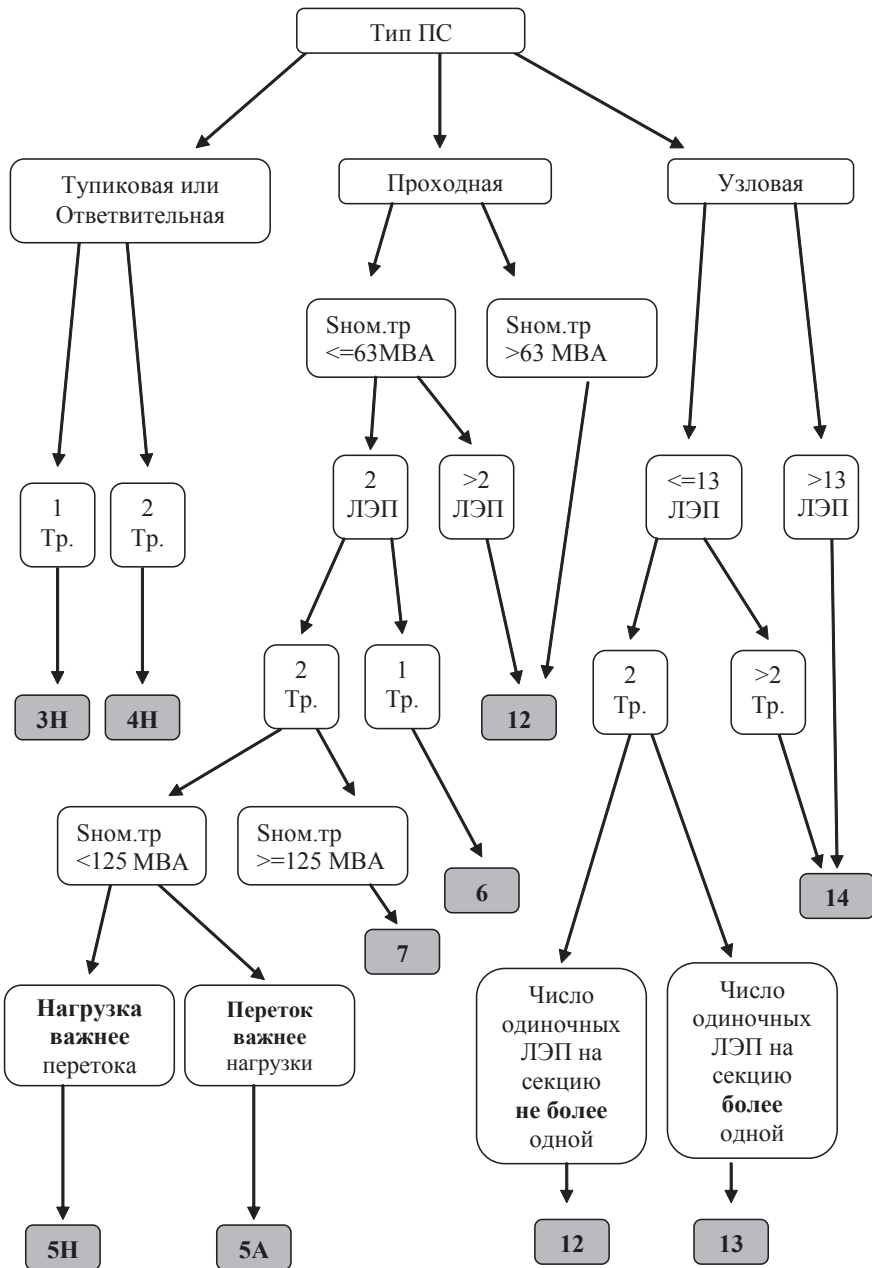


Рис. 4.2. Алгоритм выбора схем для РУ 110 и 220 кВ

4.11. Защита от перенапряжений

В процессе эксплуатации оборудование ПС подвергается воздействию рабочего напряжения, а также различных видов перенапряжений. Для исключения превышения допустимых значений воздействующего на оборудование напряжения следует принять меры по его ограничению путем установки на ПС специальных защитных аппаратов (ЗА) — нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН) или вентильных разрядников (РВ). Следует отметить, что РВ в настоящее время сняты с производства и их применение не рекомендуется на новых и реконструируемых объектах. Кроме того, за исключением применения ЗА, к мерам, направленным на ограничение перенапряжений, можно отнести схемно-режимные мероприятия, для которых ОПН и РВ не предназначены.

При построении схем защиты оборудования ПС от перенапряжений с помощью ОПН следует решить две основные, тесно связанные друг с другом задачи:

- выбор количества, мест установки и характеристик ЗА, которые обеспечат надежную защиту основного оборудования ПС;
- обеспечение надежной работы самих ЗА.

Нелинейные элементы ОПН постоянно присоединены к сети. Вне зависимости от номинального напряжения сети (от 110 кВ до 750 кВ) защита изоляции данными ЗА будет производиться как от грозových, так и от коммутационных перенапряжений. В схемах, приведенных на рисунках в третьей главе, установка ОПН показана условно. Необходимость и место установки ОПН определяется при конкретном проектировании в соответствии с ПУЭ [2].

ОПН на ПС могут или должны быть установлены:

- в цепи трансформатора, автотрансформатора;
- у шунтирующего реактора;
- на шинах распределительного устройства ПС, например, у шинных измерительных трансформаторов напряжения;
- на заходах на ПС линий электропередачи.

В соответствии с требованием ПУЭ [глава 2, раздел 4] ОПН должны быть установлены в цепях трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов вне зависимости от класса напряжения. Кроме того, ОПН должны быть установлены без коммутационных аппаратов между ними и защищаемым оборудованием.

Необходимость установки ОПН на шинах 110–220 кВ, а также их количество определяется сравнением расстояний по ошиновке от ОПН у силовых трансформаторов до самого удаленного присоединения, с наибольшим допустимым расстоянием по ПУЭ [2] и характеристиками ОПН.

Необходимость установки ОПН для защиты оборудования от коммутационных перенапряжений в ячейках ВЛ 330 кВ и выше определяется расчетом. Для защиты оборудования КРУЭ от грозовых перенапряжений ОПН устанавливается снаружи КРУЭ между вводом воздушной линии в КРУЭ и последней опорой. Установка ОПН со стороны трансформаторов (автотрансформаторов, ШР) может осуществляться как снаружи, так и внутри КРУЭ в цепи присоединения трансформатора до коммутационного аппарата.

Необходимость установки дополнительных ОПН на шинах КРУЭ определяется расчетом в зависимости от мест расположения и расстояний от остальных ОПН до защищаемого оборудования, параметров ОПН и количества отходящих от шин присоединений.

При устройстве кабельных вставок, соединенных с воздушными линиями, ОПН устанавливаются в местах перехода кабельных линий в ВЛ. При наличии в месте перехода коммутационного аппарата ОПН устанавливается между коммутационным аппаратом и кабельной вставкой. Необходимость установки ОПН по обоим концам вставки определяется ее длиной, параметрами ОПН и наличием других ОПН на ПС.

Глава 5

Рекомендации по выбору схем питания собственных нужд подстанций

Для обеспечения питания собственных нужд подстанции напряжением 110 и 220 кВ с числом присоединений на стороне ВН не более 4 принимается одинарная, секционированная выключателем система сборных шин (рис. 5.1). Трансформаторы СН 10(6)/0,4 кВ присоединяются к каждой секции 0,4 кВ через автоматические выключатели (АВ). На секционном выключателе (СВ) 0,4 кВ должно быть предусмотрено автоматическое включение резерва (АВР). Питание секций СН 0,4 кВ осуществляется от силовых трансформаторов через АВ. Отходящие линии 0,4 кВ защищаются предохранителями или АВ.

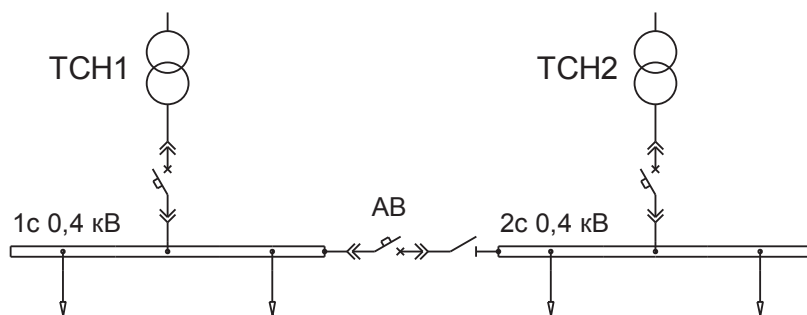


Рис. 5.1. Схема с одной секционированной рабочей системой шин

Для обеспечения питания СН подстанции напряжением 110–220 кВ с числом присоединений на стороне ВН от 4 принимаются две системы рабочих шин (рис. 5.2). В нормальном режиме работы два рабочих ТСН подключены к разным шинам через вводные АВ (QF1, QF4). Шины работают раздельно для ограничения т. к. з. в системе СН. Вторые АВ (QF2, QF3) в нормальном режиме отключены. При отключении ТСН1 включается автоматический выключатель QF3. При отключении ТСН2 включается QF2. На ПС напряжением 330 кВ и выше предусматривают установку резервного трансформатора СН (РТСН) (рис. 5.3) или дизель-генератора (ДГ)

(рис. 5.4). Схема соединения обмоток РТСН выбирается с учетом необходимости обеспечения синфазности цепей рабочего и резервного питания. РТСН или дизель-генератор подключаются к каждой рабочей секции через отдельный АВ (рис. 5.3, 5.4).

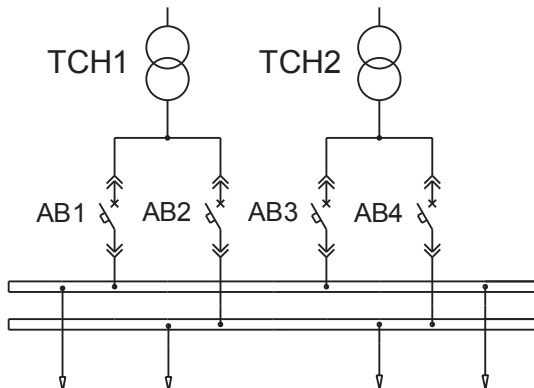


Рис. 5.2. Схема с двумя рабочими системами шин

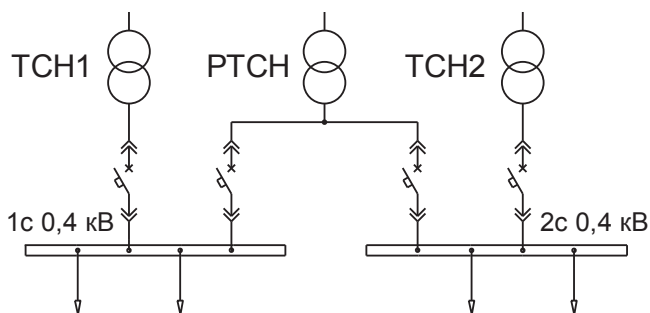


Рис. 5.3. Схема с одной рабочей системой шин и резервным трансформатором

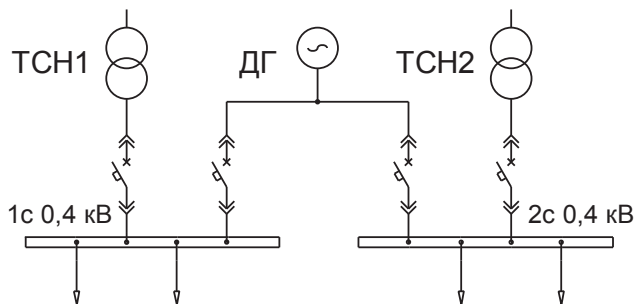


Рис. 5.4. Схема с одной рабочей системой шин и дизель-генератором

На ПС напряжением 330 кВ и выше с числом присоединений на стороне ВН от 6 до 8, а также при наличии большой суммарной мощности потребителей СН применяют схему с двумя рабочими системами шин либо с РТСН (рис. 5.5), либо с ДГ (рис. 5.6).

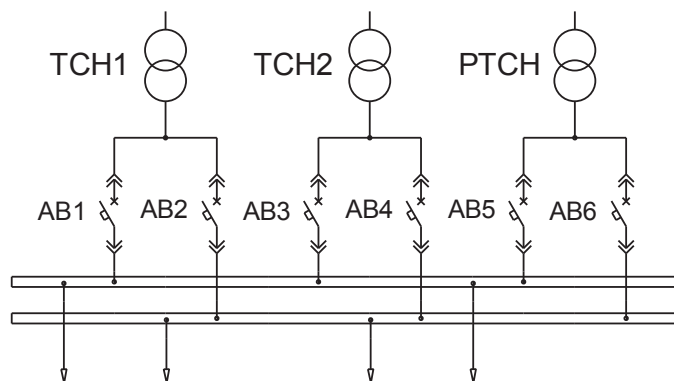


Рис. 5.5. Схема с двумя рабочими системами шин и резервным трансформатором

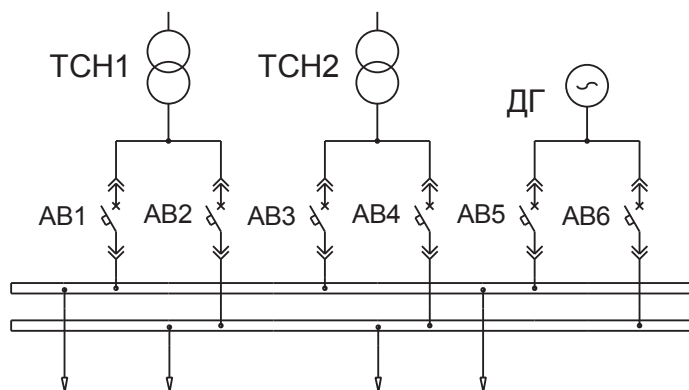


Рис. 5.6. Схема с двумя рабочими системами шин и дизель-генератором

Для ответственных электроприемников (системы дымоудаления и пожаротушения) предусматривают третий — аварийный — источник питания, например аварийный ДГ. Один из вариантов его подключения показан на рис. 5.7, где он резервирует питание ответственных электроприемников. При этом мощность ДГ может быть ограничена суммарной мощностью ответственных электроприемников. Рабочие ТСН в этом случае выбираются по условию неявного резервирования. Схема с двумя рабочими системами шин и ДГ, подключенным к выделенной сборке резервного питания, рекомендуется для подстанций 110–220 кВ.

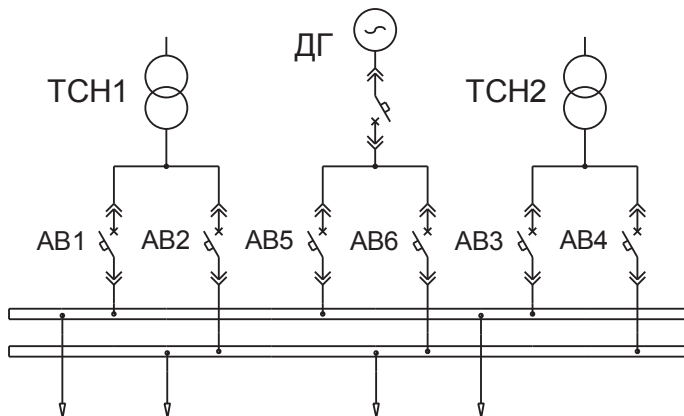


Рис. 5.7. Схема с двумя рабочими системами шин и выделенной сборкой резервного питания ответственных электроприемников с ДГ

На подстанции с большой суммарной мощностью собственных нужд, где двух ТСН мощностью до $1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ включительно недостаточно, увеличивают количество ЩСН. В этом случае, по возможности, подключают ЩСН к разным источникам. Если ЩСН подключены к разным источникам, то могут использоваться линии взаиморезервирования между ЩСН.

Схема питания потребителей собственных нужд ПС зависит от мощности и конструктивного выполнения ПС, способа обслуживания и вида оперативного тока.

На выбор оперативного тока влияют класс напряжения РУ и состав оборудования ПС. В соответствии с действующими требованиями на всех ПС 35–750 кВ должен применяться постоянный оперативный ток. Переменный ток следует использовать во всех случаях, когда это возможно, и ведет к упрощению и удешевлению электроустановок при обеспечении необходимой надежности их работы.

В соответствии с НТП [1] на всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд (ТСН). Для однострансформаторных ПС (в том числе комплектных ПС заводского изготовления) питание второго ТСН обеспечивается от местных электрических сетей, а при их отсутствии второй ТСН включается аналогично первому.

Однако на двухтрансформаторных ПС 35–220 кВ в начальный период их работы с одним трансформатором с постоянным оперативным током при отсутствии на них синхронных компенсаторов (СК), воздушных выключателей и принудительной системы охлаждения трансформаторов допускается устанавливать один ТСН. В таком случае второй ТСН должен быть смонтирован и включен в схему ПС.

Схема подключения ТСН выбирается из условия надежного обеспечения ответственных потребителей. ТСН должен подключаться к разным ис-

точникам питания, например, вводам разных трансформаторов, различным секциям РУ и др. На стороне НН ТСН должны работать отдельно с АВР.

На ПС с постоянным оперативным током (в том числе при наличии ШУОТ) ТСН должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ низшего напряжения 6–35 кВ (рис. 5.9), а при отсутствии таких РУ — к обмотке низшего напряжения основных трансформаторов (рис. 5.8). На ПС с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители на участке между вводами НН основного трансформатора и вводными выключателями НН. Такое включение обеспечивает возможность пуска ПС независимо от наличия напряжения в сети 6–10 кВ.

В случае питания оперативных цепей переменного тока или выпрямленного тока от трансформаторов напряжения, присоединенных к питающим воздушным ЛЭП, трансформаторы собственных нужд допускается присоединять к шинам низшего напряжения ПС.

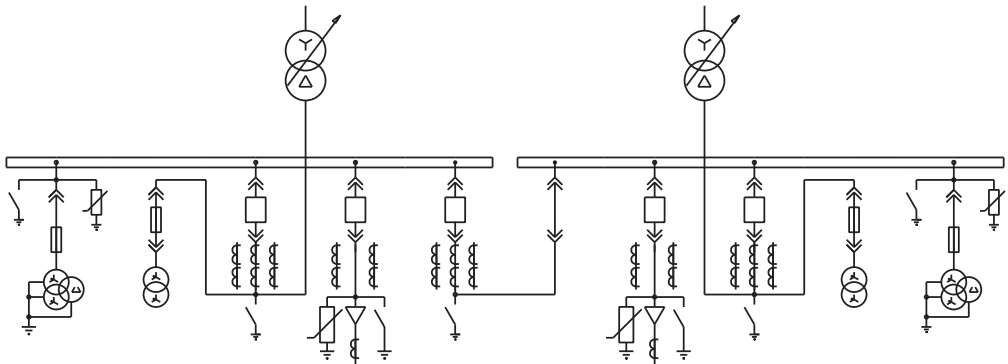


Рис. 5.8. Питание ТСН подстанции на переменном или выпрямленном оперативном токе

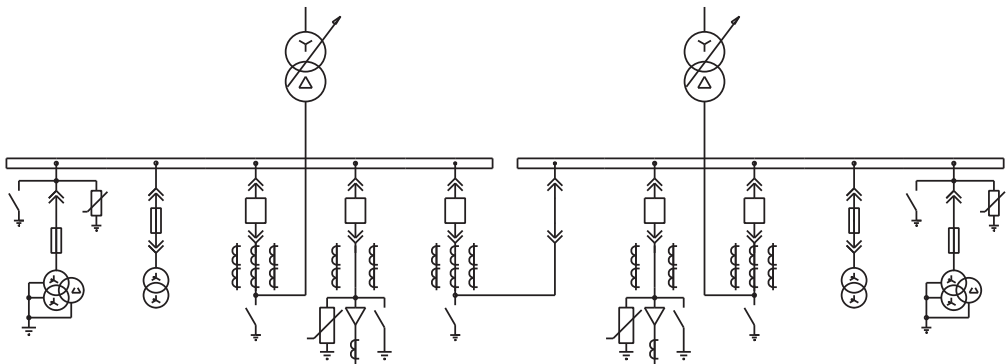


Рис. 5.9. Питание ТСН подстанции на постоянном оперативном токе

Глава 6

Определение стоимости электросетевого строительства

6.1. Общие положения

В настоящем разделе приведена методика определения стоимости строительства (реконструкции) ПС напряжением 35–750 кВ, КЛ и ВЛ электропередачи напряжением 6–750 кВ. Данная методика предназначена для определения укрупненных показателей стоимости для предварительной оценки вне зависимости от формы собственности и типа энергообъекта.

Укрупненные стоимостные показатели приведены в базисном уровне цен 2000 г. и не включают НДС. Определение стоимости строительства в текущем или прогнозном уровне цен осуществляется с применением индексов пересчета стоимости в текущий или прогнозный уровень соответственно. Такие индексы, представляющие собой отношение стоимости продукции, работ или ресурсов в текущем уровне цен к стоимости в базисном уровне цен, регламентируются Министерством регионального развития Российской Федерации.

6.2. Определение укрупненных показателей стоимости подстанций 35–750 кВ

Укрупненные стоимостные показатели приведены для открытых ПС 35–750 кВ с гибкой ошиновкой и закрытых ПС 35–500 кВ, выполненных по типовым схемам электрических соединений РУ, по отдельным основным элементам:

- РУ и отдельные ячейки выключателей;
- трансформаторы и автотрансформаторы;
- шунтирующие реакторы.

Ячейки трехфазного силового выключателя

В стоимость ячеек выключателей входят: высоковольтные элегазовые выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, оборудование релейной защиты ячейки выключателя, строительно-монтажные работы ячейки с учетом стоимости материалов.

В стоимость ячейки выключателя не входит стоимость материалов и строительных конструкций для ввода токопровода в ячейку КРУЭ: элегазовый токопровод или кабельные строения и конструкции, включая концевую кабельную муфту. Данные затраты рассчитываются в разделе определения укрупненных показателей стоимости ЛЭП. Показатели стоимости ячейки трехфазного выключателя РУ с воздушной изоляцией в базовых ценах 2000 г. приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Базовые показатели стоимости ячейки трехфазного выключателя ОРУ

Напряжение, кВ	Стоимость, тыс. руб.
10	800
35	2100
110	6300
220	12800
330	18700
500	23400
750	69200

Показатели стоимости ячейки трехфазного выключателя КРУЭ в базовых ценах 2000 г. приведены в табл. 6.2.

Таблица 6.2

Базовые показатели стоимости ячейки трехфазного выключателя КРУЭ

Напряжение, кВ	Стоимость, тыс. руб.
35	4800
110	9700
220	17800
330	29800
500	38800

Стоимостные показатели, представленные в табл. 6.1 и 6.2, приведены для общих, широко распространенных условий эксплуатации: уровень токов короткого замыкания ниже 50 кА, температура окружающего воздуха не опускается ниже минус 50°С и не применяются нестандартные конструктивные решения. В противном случае базовые показатели стоимости

ячейки должны быть скорректированы путем умножения стоимости ячейки на соответствующие повышающие коэффициенты (табл. 6.3).

Таблица 6.3

Повышающие коэффициенты на особые условия

Условия строительства ПС	Обозначение коэффициента	Коэффициент, о. е.
Уровень токов короткого замыкания превышает 50 кА	k_1	1,3
Температура окружающего воздуха ниже минус 50 ° С	k_2	1,1
Строительство РУ с применением нестандартных конструктивных решений	k_3	1,1

Ячейки трансформаторного и автотрансформаторного оборудования

Для ячеек трансформаторов и автотрансформаторов в стоимость включены трансформаторы или и автотрансформаторы, ОПН, оборудование РЗ трансформатора или и автотрансформатора, а также строительно-монтажные работы ячейки с учетом стоимости материалов. Показатели стоимости ячейки трансформаторного и автотрансформаторного оборудования в базовых ценах 2000 г. приведены ниже.

Таблица 6.4

Базовые показатели стоимости ячейки трансформаторного и автотрансформаторного оборудования

Напряжение, кВ	Мощность, МВА	Стоимость, тыс. руб.
35	10	3900
	16	4700
	25	6700
110	25	7030
	40	9900
	63	14200
	80	16970
220	40	11200
	63	16300
	80	19020
	125	25970
	200	39500
	250	48700
	400	76000

Окончание табл. 6.4

Напряжение, кВ	Мощность, МВА	Стоимость, тыс. руб.
330	200	42800
	250	51250
	400	78070
500/110	250	54700
	400	82450
	135*	29030
500/220	167*	31800
	267*	48700
	500	99300
750	333*	82060
	417*	101010

Примечание: для трансформаторного и автотрансформаторного оборудования, мощность которого обозначена (*), стоимость дана в однофазном исполнении. При расчетах необходимо учитывать как минимум три фазы.

Ячейки шунтирующих реакторов

Для ячеек шунтирующих реакторов в стоимость включены УШР или ШР, ОПН, оборудование релейной защиты УШР или ШР, а также строительномонтажные работы ячейки с учетом стоимости материалов.

Показатели стоимости ячейки шунтирующих реакторов в базовых ценах 2000 г. приведены в табл. 6.5.

Таблица 6.5

Базовые показатели стоимости ячейки шунтирующих реакторов

Напряжение, кВ	Мощность, МВА	Стоимость, тыс. руб.
УШР		
110	25	19800
220	100	42600
330/500	180	86700
ШР		
500	60*	18900
750	110*	29900

Примечание: для шунтирующих реакторов, мощность которых обозначена (*), стоимость дана в однофазном исполнении. При расчетах необходимо учитывать как минимум три фазы.

Для получения полной стоимости РУ к сумме показателей табл. 6.1 (6.2) с учетом 6.3, а также 6.4 и 6.5 добавляются затраты, связанные с проектно-изыскательскими работами, строительством, монтажом и наладкой с учетом территории размещения объекта электросетевого строительства. Такие затраты учитываются повышающими коэффициентами, приведенными в табл. 6.6.

Таблица 6.6

Повышающие коэффициенты РУ

Вид затрат	Обозначение коэффициента	Коэффициент, о. е.
Благоустройство, временные здания и сооружения	k_4	1,02
Проектно-изыскательские работы и авторский надзор	k_5	1,11
Затраты на общеподстанционные устройства: автоматизация, управление и связь, собственные нужды и система оперативного постоянного тока	k_6	1,08
Затраты на подготовку территории, строительство зданий, ограждения и инженерных сетей: срезка растительного слоя, подсыпка и выравнивание площадки, водоснабжение и пожаротушение, канализация, маслоуловители, ограждение, общеподстанционные здания и сооружения	k_7	1,15
Содержание дирекции строительства	k_8	1,02
Прочие работы и затраты	k_9	1,05
Территориальный коэффициент:	k_{10}	
Москва		1,4
Свердловская область (Екатеринбург)		1,3
Тюменская область (Тюмень)		1,5

Полная стоимость РУ определяется по выражению 6.1.

$$K_{\text{РУ}} = \left(\sum_1^{n_{\text{в}}} C_{\text{в}} \cdot \prod_{i=1}^{10} k_i + \sum_1^{n_{\text{т}}} C_{\text{т}} \cdot \prod_{i=1}^{10} k_i + \sum_1^{n_{\text{шп}}} C_{\text{шп}} \cdot \prod_{i=1}^{10} k_i \right) \cdot k_n, \quad (6.1)$$

где $n_{\text{в}}$, $n_{\text{т}}$, $n_{\text{шп}}$ — количество силовых выключателей, трансформаторов (автотрансформаторов) и ШПР (УШПР) соответственно; $C_{\text{в}}$, $C_{\text{т}}$, $C_{\text{шп}}$ — базовая стоимость ячеек основных элементов, определяемая по табл. 6.1, 6.2, 6.4 и 6.5; k_i — повышающие коэффициенты (табл. 6.3, 6.6); k_n — индекс пересчета стоимости в текущий или прогнозный уровень.

6.3. Определение укрупненных показателей стоимости ЛЭП 6–750 кВ

Воздушные линии электропередачи

Базисные показатели стоимости ВЛ ценах 2000 г. приведены в табл. 6.7.

Таблица 6.7

Базовые показатели стоимости ВЛ

Напряжение ВЛ, кВ	Удельная стоимость одноцепной ВЛ, тыс.руб./км	Удельная стоимость двухцепной ВЛ, тыс.руб./км
6–10	700	950
35	870	1400
110	1100	1600
220	1590	2800
330	2450	3660
500	4000	–
750	6500	–

Кабельные линии электропередачи

Базисные показатели стоимости КЛ ценах 2000 г. приведены в табл. 6.8.

Таблица 6.8

Базовые показатели стоимости ВЛ

Напряжение ВЛ, кВ	Удельная стоимость 1 цепи КЛ, тыс. руб./км	Удельная стоимость 2 цепи КЛ, тыс. руб./км
6–10	1300	2100
35	3000	5600
110	15300	19800
220	28900	37600
330	43400	56400
500	57800	75100

Повышающие коэффициенты на особые усложняющие условия строительства ЛЭП приведены в табл. 6.9.

Таблица 6.9

Повышающие коэффициенты на особые усложняющие условия строительства ЛЭП

Условия строительства ЛЭП	Обозначение коэффициента	Коэффициент, о. е.
В горных условиях	k_1	1,32
В условиях городской промышленной застройки	k_2	1,62
На болотистых трассах	k_3	1,16
В пойме рек	k_4	1,09
Особо гололедные районы	k_5	1,27
В прибрежных и загрязненных районах при минимальной длине утечки 3,0 см/кВ	k_6	1,05

Для получения полной стоимости к сумме показателей табл. 6.7 (6.8) с учетом 6.9 добавляются затраты, связанные с проектно-изыскательскими работами, строительством, монтажом и наладкой с учетом территории размещения объекта электросетевого строительства. Такие затраты учитываются повышающими коэффициентами, приведенными в табл. 6.10.

Таблица 6.10

Повышающие коэффициенты ЛЭП

Вид затрат	Обозначение коэффициента	Коэффициент, о. е.
Временные здания и сооружения	k_7	1,02
Проектно-изыскательские работы и авторский надзор	k_8	1,11
Содержание Дирекции строительства	k_9	1,02
Прочие работы и затраты	k_{10}	1,05
Территориальный коэффициент:	k_{11}	
Москва		1,4
Свердловская область (Екатеринбург)		1,3
Тюменская область (Тюмень)		1,5

Полная стоимость ЛЭП определяется по выражению 6.2.

$$K_{\text{ПУ}} = C_{\text{ЛЭП}} \cdot \prod_{i=1}^{11} k_i \cdot k_n, \quad (6.2)$$

где $C_{\text{ЛЭП}}$ — базовая стоимость ЛЭП (ВЛ или КЛ), определяемая по табл. 6.7, 6.8; k_i — повышающие коэффициенты (табл. 6.9, 6.10); k_n — индекс пересчета стоимости в текущий или прогнозный уровень.

Глава 7

Конструктивное выполнение распределительных устройств

Под конструктивным выполнением РУ понимают размещение аппаратов и токопроводов в определенном порядке в соответствии с главной схемой электрических соединений и с учетом действующих ПУЭ, ПТБ и ПТЭ.

РУ состоит из ряда однотипных элементов, ячеек, каждая из которых подключена к узлам схемы, участкам сборных и уравнильных шин, линиям, трансформаторам и т. п.

В общем случае каждая ячейка содержит коммутационный аппарат (силовой выключатель, выключатель нагрузки, отделитель, разъединитель), токоведущие части и измерительные трансформаторы тока и напряжения. Зачастую *на начальном этапе проектирования РУ достаточно рассмотреть только одну ячейку*, транслируя разработанное решение на остальные ячейки РУ.

Каждая ячейка имеет силовой выключатель, разъединители, необходимые для выполнения ремонта и обслуживания оборудования, токоведущие части и измерительные трансформаторы.

При проектировании РУ (ЗРУ или ОРУ) основное внимание должно быть уделено требованиям, обеспечивающим надежность работы установки, безопасность и удобство эксплуатации, возможность расширения объекта без дополнительного отключения работающей части, индустриальности сооружения и пр.

Разработка вариантов компоновки РУ требует решения следующих вопросов: обеспечение допустимых расстояний между токоведущими частями, а также между токоведущими и заземленными частями при проектировании заградений, коридоров обслуживания и проездов; выполнение грозозащиты и заземлений, маслоотводящих и маслосборных устройств, площадок обслуживания и т. п.

Разработка вариантов компоновки РУ требует решения следующих вопросов: обеспечение допустимых расстояний между токоведущими частями, а также между токоведущими и заземленными частями при проекти-

ровании заграждений, коридоров обслуживания и проездов; выполнение грозозащиты и заземлений, маслоотводящих и маслосборных устройств, площадок обслуживания и т. п.

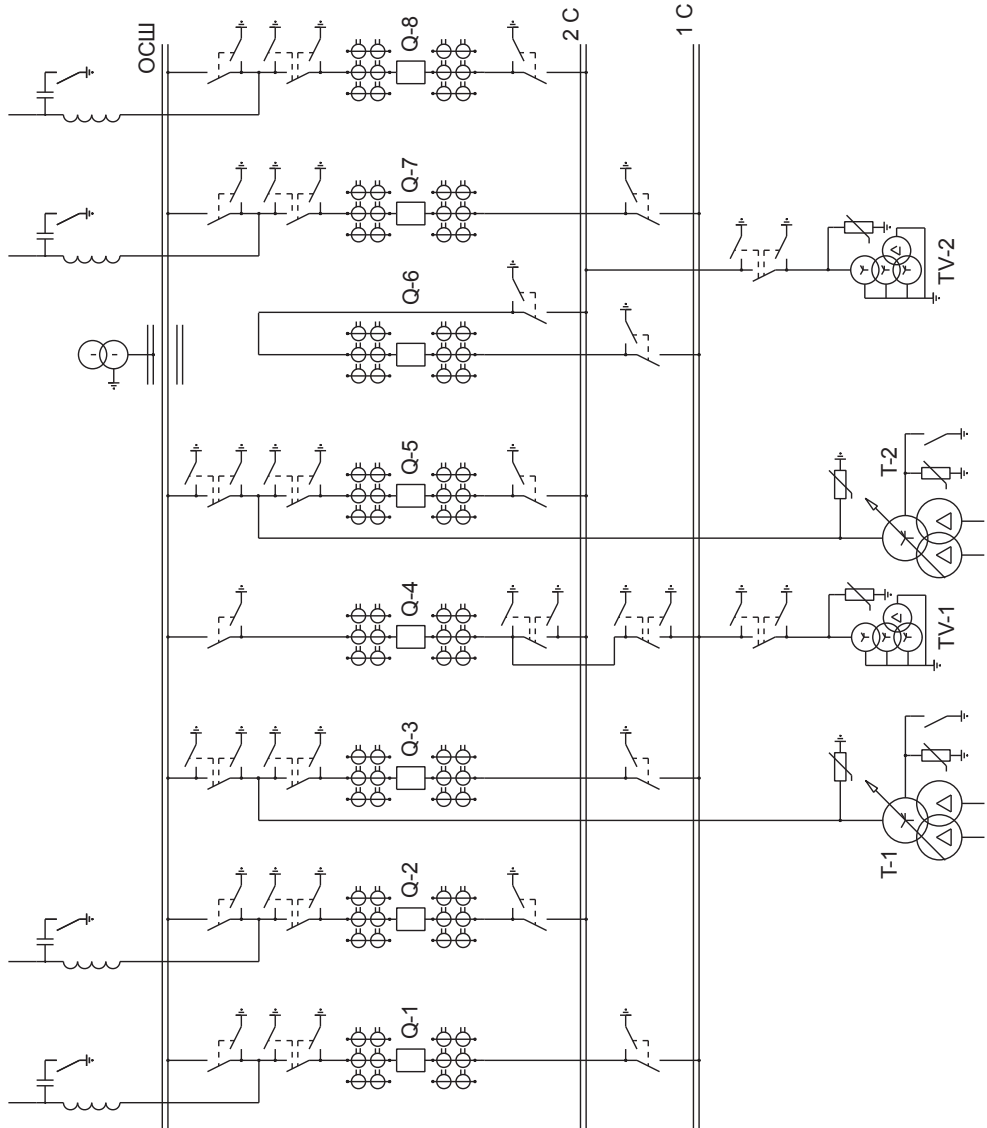


Рис. 7.1. Пример схемы РУ 110 кВ понижающей подстанции

В действующих правилах устройства электроустановок представлено семь видов минимальных расстояний РУ (см. рис. 7.2–7.5, табл. 7.1):

- *Aф-з* — от токоведущих частей, элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до протяженных заземленных

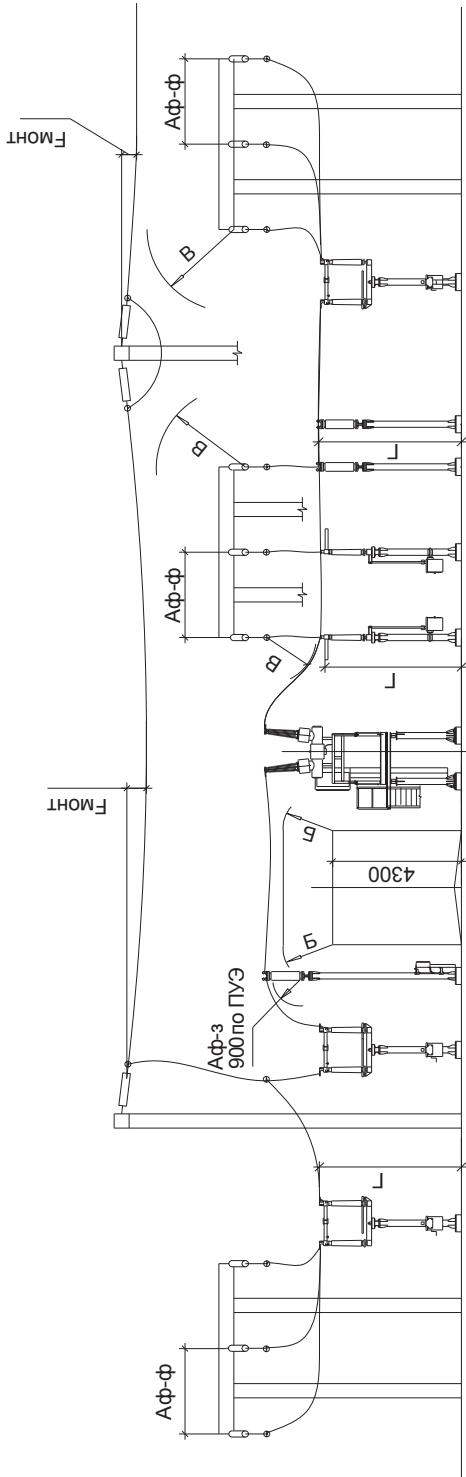


Рис. 7.2. Разрез ячейки РУ 110 кВ

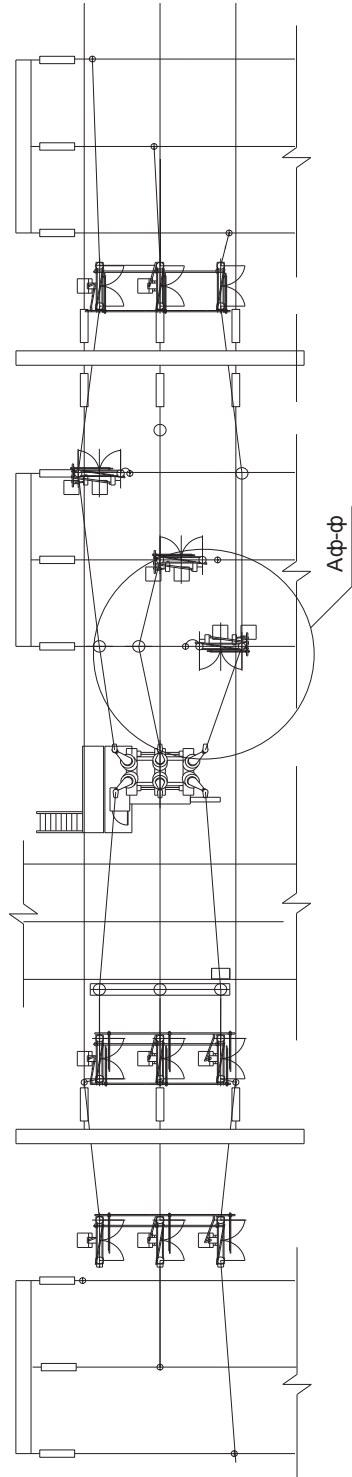


Рис. 7.3. План ячейки РУ 110 кВ

конструкций и постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м, а также до стационарных меж ячейковых экранов и противопожарных перегородок;

- *Аф-ф* — между токоведущими частями разных фаз;
- *Б* — от токоведущих частей, элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой до 1,6 м и до транспортируемого оборудования;
- *В* — между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней;
- *Г* — от неогражденных токоведущих частей до земли или кровли зданий при наибольшем провисании проводов;
- *Д* — между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой;
- *Ж* — от контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту.

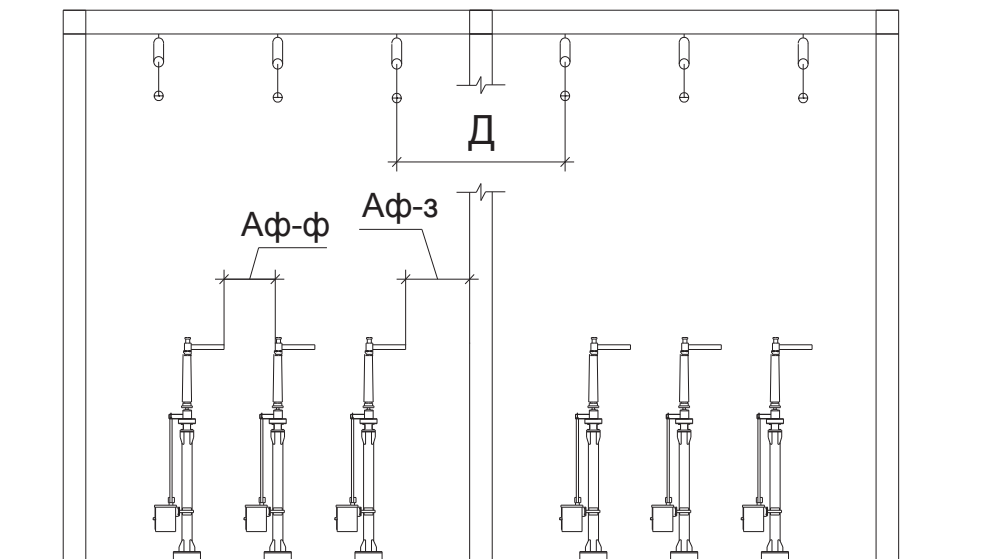


Рис. 7.4. Разрез шинного портала

Расстояния в свету от гибких токоведущих частей до различных элементов ОРУ должны быть не менее приведенных в табл. 7.1. При гибких шинах расстояния в свету между токоведущими и заземленными частями при их расположении в одной горизонтальной плоскости должны быть не менее:

$$(A_{\phi-з})_Г = A_{\phi-з} + a; \quad (A_{\phi-\phi})_Г = A_{\phi-\phi} + a,$$

где $a = f \cdot \sin\alpha$; f — стрела провеса провода при 15°C , м; $\alpha = \arctg P/Q$; P — давление (скоростной напор) ветра на провод, Н/м; $Q = mg$ — вес провода, Н/м; m — масса провода, кг/м; g — ускорение свободного падения, м/с².

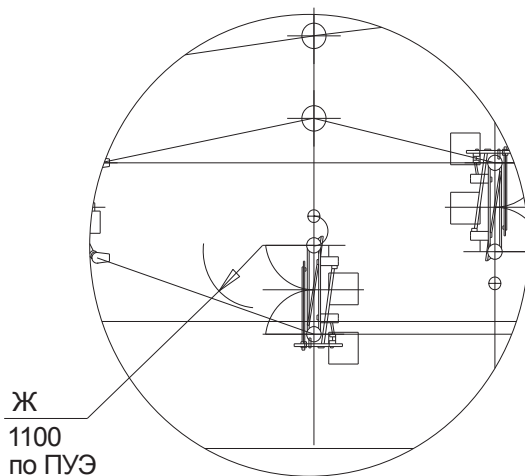


Рис. 7.5. Узел установки разъединителя

Таблица 7.1

Минимальные расстояния для ОРУ различных классов напряжения

Обозначение	Изоляционное расстояние, мм для номинального напряжения, кВ								
	до 10	20	35	110	150	220	330	500	750
$A_{\phi-3}$	200	300	400	900	1300	<u>1800</u> 1200	<u>2500</u> 2000	<u>3750</u> 3300	<u>5500</u> 5000
$A_{\phi-\phi}$	220	330	440	1000	1400	<u>2000</u> 1600	<u>1800</u> 2200	<u>4200</u> 3400	<u>8000</u> 6500
B	950	1050	1150	1650	2050	<u>2550</u> 2000	<u>3250</u> 3000	<u>4500</u> 4100	<u>6300</u> 5800
B	960	1050	1150	1650	2050	<u>3000</u> 2400	<u>4000</u> 3500	<u>5000</u> 3950	<u>7000</u> 6000
Γ	2900	3000	3100	3600	4000	<u>4500</u> 3900	<u>5000</u> 4700	<u>6450</u> 6000	<u>8200</u> 7200
D	2200	2300	2400	2900	3300	<u>3600</u> 3200	<u>4200</u> 3800	<u>5200</u> 4700	<u>7000</u> 6500
$Ж$	240	365	485	1100	1550	<u>2200</u> 1800	<u>3100</u> 2600	<u>4600</u> 3800	<u>7500</u> 6100

Применение ЗРУ уменьшает минимальные расстояния (по сравнению с ОРУ) за счет того, что аппараты и токоведущие части не подвергаются

внешнему воздействию окружающей среды (ветра, снега, дождя, температуры, солнечной радиации и т. д.).

Следует иметь в виду, что в тех РУ, где предусмотрен проезд транспортных, монтажных и ремонтных средств, расстояния по пути их следования (с учетом разворотов) от любой части до токоведущих частей, находящихся под напряжением, должны быть не менее одного метра для РУ до 35 кВ включительно; 1,65 метра для 110 кВ; 2,5 метра для 220 кВ.

Таблица 7.2

Минимальные расстояния для 3 РУ различных классов напряжения

Обозначение	Изоляционное расстояние, мм, для номинального напряжения, кВ					
	10	20	35	110	150	220
<i>A</i> _{ф-з}	120	180	290	700	1100	1700
<i>A</i> _{ф-ф}	130	200	320	800	1200	1800
<i>Б</i>	150	210	320	730	1130	1730
<i>В</i>	220	280	390	800	1200	1800
<i>Г</i>	2000	2200	2200	2900	3300	3800
<i>Д</i>	2500	2700	2700	3400	3700	4200
<i>Ж</i>	150	220	350	900	1300	2000

В ОРУ напряжением 110 кВ и выше должен быть предусмотрен проезд с габаритом 4000×4000 мм вдоль выключателей для передвижных ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий.

Применение типовых элементов и конструкций РУ, комплектных и сборных ячеек, узлов из аппаратов и токопроводов, а также комплектных и сборных ячеек и ПС, полностью или частично изготовленных на заводе, обеспечивает выполнение всех перечисленных требований, а также индустриализацию монтажа и сооружение объектов в минимальные сроки.

ОРУ являются основными производственными сооружениями на ПС, поэтому компоновка ПС определяется расположением ОРУ с учетом подходов воздушных линий (ВЛ).

В состав ОРУ, кроме оборудования и токоведущих частей, входят опоры для гибкой и жесткой ошиновки, опоры под оборудование, молниеотводы и мачты освещения, фундаменты под опоры, кабельные лотки и каналы, специальные железнодорожные пути для перекачки трансформаторов, огнестойкие преграды между трансформаторами (**при расстоянии в свету менее 15 метров**).

Примеры схем унифицированных стальных порталов ошиновки РУ 110 кВ представлены на рис. 7.6–7.7.

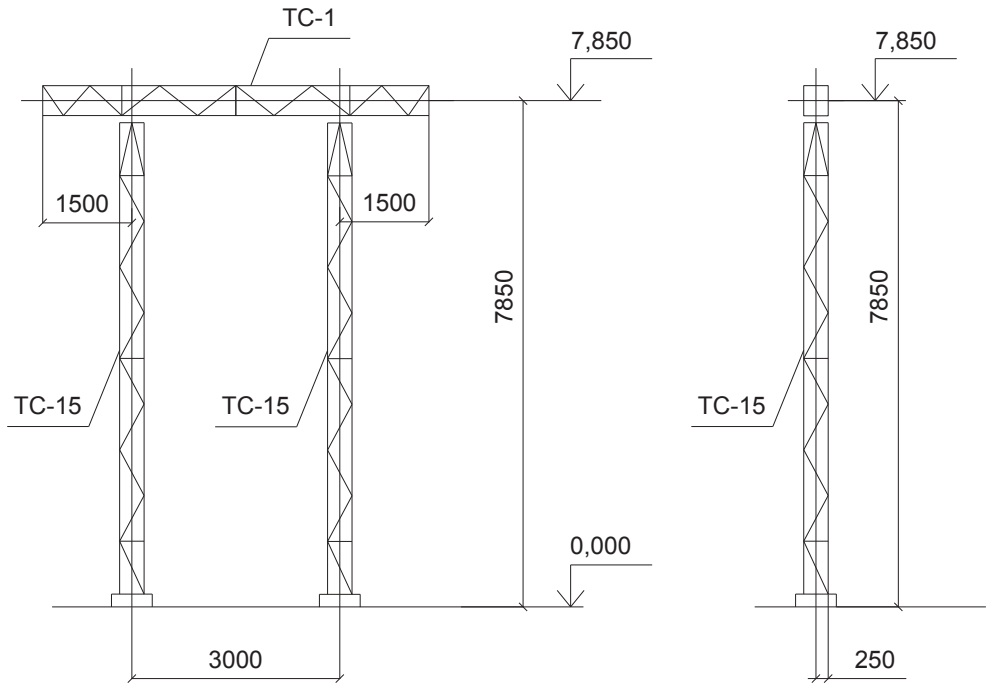


Рис. 7.6. Схема расположения элементов шинного портала 110 кВ

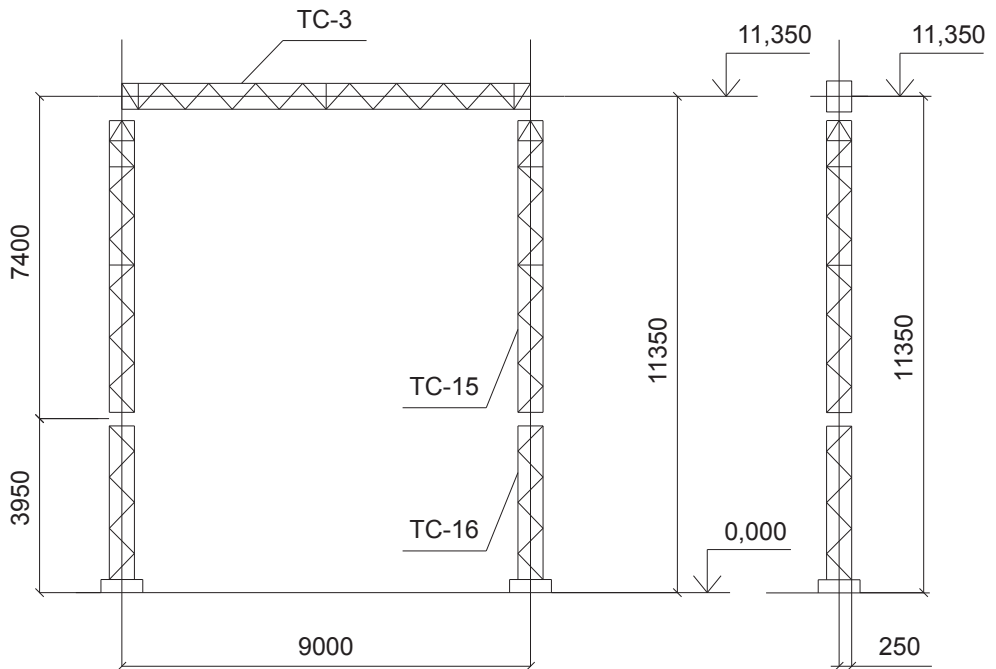


Рис. 7.7. Схема расположения элементов ячейкового портала 110 кВ

Основными конструктивными элементами для установки оборудования служат стальные и железобетонные стойки и сваи. Под различное оборудование устанавливается одна или несколько стоек или свай.

В комплектных РУ блочно-модульного исполнения под опорные конструкции применяются поверхностные фундаменты.

Принятые сокращения

АТ	автотрансформатор
ВЛ	воздушная линия электропередачи — линия электропередачи, провода которой поддерживаются над землей с помощью опор, изоляторов
ВН	высшее напряжение
ЗРУ	закрытое распределительное устройство, оборудование которого расположено в помещении
КЛ	кабельная линия электропередачи — линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями, уложенными непосредственно в землю, кабельные каналы, трубы, кабельные конструкции
КРУ	комплектное распределительное устройство — электрическое распределительное устройство, состоящее из шкафов или блоков со встроенным в них оборудованием, устройствами управления, контроля, защиты, автоматики и сигнализации, поставляемое в собранном или подготовленном для сборки виде
КРУН	комплектное распределительное устройство для наружной установки
КРУЭ	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КТП	комплектная трансформаторная подстанция — подстанция, состоящая из шкафов или блоков со встроенным в них трансформатором и другим оборудованием распределительного устройства, поставляемая в собранном виде или подготовленном для сборки виде
НН	низшее напряжение
О	ответвленная ПС
ОРУ	открытое распределительное устройство — электрическое распределительное устройство, оборудование которого расположено на открытом воздухе
ОСШ	обходная система сборных шин — система сборных шин, предназначенная для переключения на нее присоединений на время ремонта их коммутационного или другого оборудования
П	проходная ПС
ПС	подстанция
РУ	распределительное устройство
СК	синхронный компенсатор
СН	среднее напряжение
ССШ	секция (системы сборных) шин — часть системы сборных шин, отделенная от другой ее части коммутационным аппаратом. Секционированная система (сборных) шин — система сборных шин, состоящая из нескольких секций

СШ	система (сборных) шин — комплект элементов, связывающих между собой все присоединения электрического распределительного устройства (подразумевается рабочая система сборных шин), т. е. система сборных шин, к которой в нормальном режиме подключены все присоединения электрического распределительного устройства
Т	тупиковая ПС
У	узловая ПС
УШР	управляемый шунтирующий реактор
ШР	шунтирующий реактор
ЭС	электростанция
ЭСС	электроэнергетическая система

Список литературы

1. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153–34.47.43–2003. — М. : ФГУП НТЦ «Промышленная безопасность», 2006.
2. Методические указания по применению ограничителей перенапряжений в электрических сетях 110–750 кВ. — М. : Энергосетьпроект, 2000.
3. Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ. СО 153–34.20.122–2006. — М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2006.
4. Общие технические требования к подстанциям 330–750 кВ нового поколения. — М. : ОАО «ФСК ЕЭС». — 2004.
5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. — М. : ОРГРЭС. СО 153–34.20.501–2003, 2003.
6. Правила устройства электроустановок (изд. 7-е). — М. : НИЦЭНАС, 2003.
7. Регламент взаимодействия ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС» по подготовке к утверждению схем электрических соединений подстанций и линий электропередач при новом строительстве, расширении, техническом перевооружении и реконструкции объектов электросетевого комплекса, принадлежащих ОАО «ФСК ЕЭС» (утв. 02.12–2005 г.).
8. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока напряжением 35–750 кВ. СО 153–34.47.37–2003. — М. : Энергосетьпроект, 2003.
9. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ: СТО 56947007–29.240.30.010–2008: утв. приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2007 № 441: введ. в действие с 20.12.2007. — М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2007.
10. Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств 6–750 кВ подстанций и указания по их применению, 14198 тм-т1. — М. : Энергосетьпроект, 1993.
11. Указания по области применения различных видов оперативного тока на ПС 110 кВ и выше. № 13906 тм-т1. — М.: Энергосетьпроект.
12. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35–750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10–750 кВ СТО 56947007–29.240.121–2012. М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2013.

Учебное издание

Кокин Сергей Евгеньевич
Дмитриев Степан Александрович
Хальясмаа Александра Ильмаровна

**СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ**

Редактор *О. В. Климова*
Корректор *О. В. Климова*
Верстка *О. П. Игнатъевой*

Подписано в печать 25.05.2015. Формат 70×100^{1/16}.
Бумага писчая. Плоская печать. Гарнитура Charter.
Уч.-изд. л. 6,1. Усл. печ. л. 8,1. Тираж 200 экз.
Заказ 117

Издательство Уральского университета
Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ
620049, Екатеринбург, ул. С. Ковалевской, 5
Тел.: 8(343)375-48-25, 375-46-85, 374-19-41
E-mail: rio@urfu.ru

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ
620075, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4
Тел.: 8(343) 350-56-64, 350-90-13
Факс: 8(343) 358-93-06
E-mail: press-urfu@mail.ru

