

Министерство путей сообщения Российской Федерации
Дальневосточный государственный университет путей сообщения

Кафедра "Электроснабжение
транспорта"

К.И. Фоков

И.А. Твердохлебов

Н.П. Григорьев

ВЫБОР ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПОДСТАНЦИЙ 10...500 КВ

Учебное пособие

Хабаровск

2001

Рецензенты:

Генеральный директор Дальневосточного научно-исследовательского,
проектно-изыскательского и конструкторско-технологического
института ОАО “Дальсельэнергопроект”

В.В. Мокрецов

Главный инженер Службы электрификации
и энергетического хозяйства Дальневосточной железной дороги

В.В. Шаталов

Фоков К.И., Твердохлебов И.А., Григорьев Н.П.

Выбор проектных решений при разработке подстанций 10...500 кВ:

Т 263 Учебное пособие. – Хабаровск: Изд-во ДВГУПС, 2001. – 53 с.: ил.

В пособии изложены основные требования к коммутационной аппаратуре, сравнительные характеристики и паспортные данные высоковольтных выключателей. Сформулированы принципы формирования схем главных электрических соединений электроустановок высокого напряжения. Даны типовые компоновки открытых распределительных устройств и требования к установке силовых трансформаторов и реакторов. Представлены типовые схемы распределительных устройств 10...500 кВ.

Пособие предназначено для студентов 4 и 5 курсов специальности “Электроэнергетика” для выполнения курсовых и дипломных проектов.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

1. ВЫБОР ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТИПОВ КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ ДЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

1.1. Общая характеристика условий коммутации электрических цепей

1.2. Нормирование восстанавливающего напряжения

1.3. Влияние параметров переходного восстанавливающегося напряжения (пвн) на отключающую способность выключателя

2. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ

2.1. Сравнение отключающей способности коммутационной аппаратуры высокого напряжения

2.1.1. Сравнение основных типов выключателей по удельной отключающей способности

2.2. Оценка технического рейтинга коммутационных аппаратов

2.3. Оценка коммутационного ресурса перспективных типов коммутационных аппаратов

3. ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ СХЕМ ГЛАВНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

3.1. Основные требования Минэнерго к схемам главных электрических соединений электрических установок

3.2. Структурные схемы основных типов понизительных и тяговых подстанций

3.3. Формирование схем главных электрических соединений понизительных и тяговых подстанций 10...500 кВ

4. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ КОМПОНОВОК РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

4.1. Типовые компоновки открытых распределительных устройств

4.2. Комплектные распределительные устройства с газовой изоляцией

5. УСТАНОВКА ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕАКТОРОВ

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

ВВЕДЕНИЕ

Проектирование устройств электроснабжения базируется на требованиях обеспечить надежную и экономичную работу электроустановок. Принятие проектных решений, как правило, выполняется на основе типовых проектов. При этом проектировщик, руководствуясь современными нормативами, должен принять их оптимальными для конкретных условий работы проектируемого объекта: схемы электрических соединений, размещение аппаратов и их тип.

В пособии рассмотрены вопросы, связанные с условиями коммутации электрических цепей. Приведены качественные и количественные характеристики горения дуги при работе выключателей. Определены факторы, влияющие на отключающую способность для различных типов выключателей.

Представлены перспективные направления создания коммутационных аппаратов, выполнен анализ характеристик выключателей. Представлены паспортные данные современных выключателей. Обосновано применение технической рейтинговой оценки для оптимизации при выборе выключателя.

Рассмотрены принципы формирования схем электрических подстанций на основе требований Минэнерго. Представлены структурные и типовые схемы подстанций 10...500 кВ, применяемые в современной проектной практике, требования и условия применения типовых схем. Приведены правила размещения оборудования на подстанции. Даны минимальные расстояния до токоведущих частей, сформулированы требования к распределительным устройствам открытого и закрытого типа. Компоновка основного оборудования подстанций выполнена на основе типовых проектных решений, приведены правила установки высоковольтных аппаратов, справочные данные по сооружению маслоприемника и ошиновки.

Пособие дополняет учебную и справочную литературы данными современными коммутационными аппаратами для применения при разработке курсовых и дипломных проектов.

1. ВЫБОР ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТИПОВ КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ ДЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

1.1. Общая характеристика условий коммутации электрических цепей

Отключение электрических цепей коммутационными аппаратами сопровождается возникновением и последующим гашением электрической дуги.

В связи с тем, что электрическая цепь переменного тока в нагрузочном

режиме в общем случае обладает индуктивным, емкостным и активным сопротивлениями, в магнитных и электрических полях цепи накапливается электромагнитная и электростатическая энергия:

$$W_{\text{эм}} = \frac{1}{2} LI^2 \quad \text{и} \quad W_{\text{э}} = \frac{1}{2} CU^2.$$

После разрыва цепи коммутационным аппаратом накопленная энергия не может мгновенно исчезнуть и должна рассеиваться на активных сопротивлениях. При принудительном мгновенном срезе тока этот процесс может сопровождаться перенапряжениями порядка $(5 \dots 10) U_n$.

В коммутационных аппаратах рассеивание электромагнитной энергии происходит в возникающей при отключении электрической дуге, которая становится активным энергопоглощающим элементом аппарата. В приведенной на рис. 1 структуре электрической дуги в межконтактном промежутке следует выделить участок катодного падения напряжения 1 протяженностью $10^{-4} \dots 10^{-5}$ см при падении напряжения $10 \dots 20$ В (потенциал ионизации), при напряженности поля $10^5 \dots 10^7$ В/см и плотности тока $10^4 \dots 10^7$ А/см².

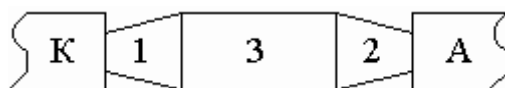


Рис. 1. Зоны дугового разряда

Ствол дуги 3 представляет область сильно ионизированного газа с температурой $10^3 \dots 10^4$ К и выделяющейся энергией порядка $(0,5 \dots 1,5)10^6$ Вт/см. Ствол дуги является основным теплоотводящим элементом и существенно зависит от среды, в которой горит дуга (отвод тепла в водородной среде в 20–30 раз выше, чем в воздухе). Анодный участок 2 определяется условиями приема зарядов на аноде с плотностью тока $(1 \dots 5)10^3$ А/см².

Баланс энергии в стволе дуги определяется энергией, выделяемой током дуги, и отводимой энергией за счет теплопроводности, конвекции и излучения. При отрицательном балансе тепловыделения обеспечиваются условия для гашения дуги. Падение напряжения в дуге при ее гашении определяется интенсивностью ее деионизации дугогасительными устройствами. Волновая диаграмма, соответствующая процессу гашения дуги в коммутационном аппарате (КА), приведена на рис. 2.

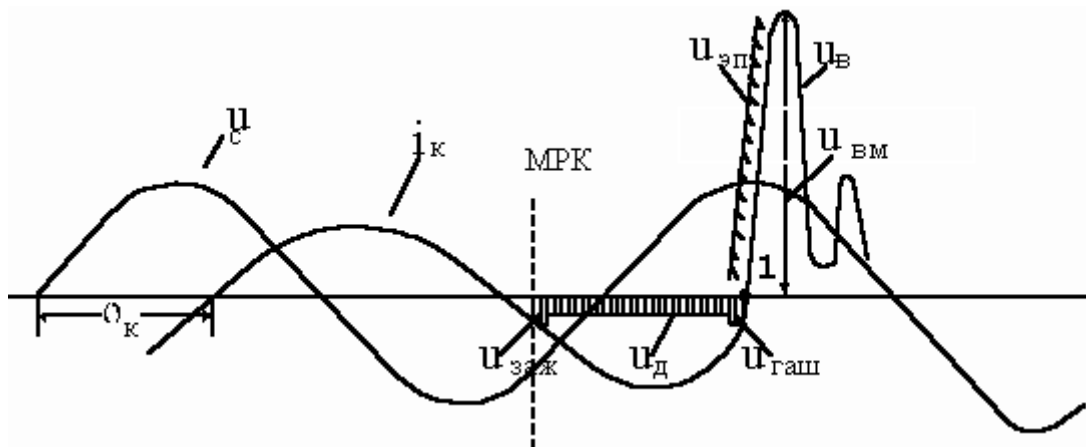


Рис. 2. Восстановление напряжения в коммутационно аппарате

В режиме короткого замыкания в цепи преобладает индуктивная нагрузка ($\varphi_k \approx \pi/2$). При включенном КА падение напряжения между контактами близко к нулю. В момент разрыва электрической цепи (МПК), например, под действием защиты в межконтактном промежутке под действием напряжения внешней цепи возникает дуга ($U_{\text{заж}}$). До прохождения тока через нулевое значение (рис. 2, точка 1) падение напряжения в дуге ($U_{\text{д}}$) определяется совместным ходом ионизационных и деионизационных процессов.

При подходе тока к нулю (точка 1) напряжение в дуге возрастает до значения $U_{\text{гаш}}$ и в точке 1 вместе с током цепи падает до нулевого значения. При этом возникает пауза тока (10^{-4} с) и дуга гаснет. Окончательно гашение дуги определяется скоростью восстановления диэлектрической прочности межконтактного промежутка ($U_{\text{эп}}$). Если диэлектрическая прочность межконтактного промежутка нарастает быстрее, чем падение напряжения в дуговом промежутке ($U_{\text{в}}$), то дуга больше не возникает. В противном случае процесс гашения перейдет в следующий полупериод. Напряжение внешней цепи в момент прохождения тока через нулевое значение называется возвращающимся напряжением (U_0). Фактическое значение напряжения в межконтактном промежутке называется переходным восстанавливающимся напряжением ($U_{\text{в}}$), оно имеет вынужденную и высокочастотную составляющую и может существенно превышать напряжение сети, что определяется параметрами (L и C) отключаемой цепи. Значение переходного восстанавливающегося напряжения (ПВН) зависит от параметров отключаемой цепи (L , C , R), характеристик выключателя (его дугогасительных устройств, кинематики механизма), мгновенного значения напряжения сети в момент обрыва тока, начального момента короткого замыкания, его вида и других случайных факторов. Это осложняет однозначное и достоверное определение ПВН.

Отключение электрической цепи связано с гашением дуги за счет деионизации межконтактного промежутка и восстановлением его электрической прочности, достаточной для восприятия высокочастотного восстанавливающегося напряжения. То есть гашение дуги сопровождается

соревнованием процессов нарастающей электрической прочности между расходящимися контактами выключателя и восстанавливающегося напряжения. Результат этого соревнования и определяет положительный или отрицательный исход процесса отключения.

Условия гашения дуги и скорости восстановления электрической прочности в межконтактном промежутке определяются конструкцией и мощностью дугогасительных устройств (внутренняя характеристика выключателя). Основными факторами, влияющими на процессы деионизации дугового промежутка, являются отключаемый ток, количество выделенного и отведенного от дуги тепла (особенно в зоне прохождения тока через нулевое значение) и свойства дугогасительного устройства, которые зависят от конструкции дугогасительной камеры и процесса гашения дуги.

Процессы восстановления напряжения между контактами выключателя после гашения дуги определяются в основном параметрами отключаемой цепи (внешняя характеристика процесса отключения) и в меньшей степени на него влияют конструктивные элементы выключателя.

Таким образом, отключающая способность выключателя определяется предельным отключаемым током (внутренняя характеристика) при определенных условиях восстановления напряжения на его контактах (внешняя характеристика отключаемой цепи). Оценивать количественно и сопоставлять между собой эти характеристики в условиях эксплуатации достаточно сложно, кроме того, один и тот же выключатель может работать в разных условиях, зависящих от схемы сети [1].

1.2. Нормирование восстанавливающегося напряжения

ГОСТ 687-78 устанавливает зону допустимых изменений восстанавливающегося напряжения (нормированные характеристики), при которой рост восстановления диэлектрической прочности контактного промежутка (при исправных дугогасительных устройствах) обеспечит положительный исход процесса отключения. Для выключателей до 35 кВ границы нормированной характеристики определяются двумя параметрами (рис. 3, U_c и t_1), для выключателей напряжением более 110 кВ – четырьмя параметрами (рис. 4, U_c ; U_1 ; t_2 ; t_3).

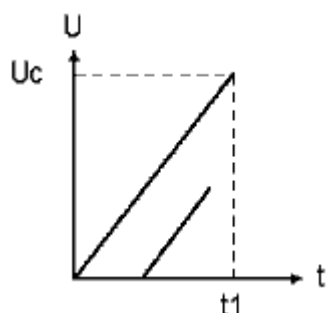


Рис. 3. Нормированная характеристика восстанавливающегося напряжения для выключателя напряжением до 35 кВ:

$$U_c = K_a K_n \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_{\max}; \quad U_1 = \frac{U_a}{K_a};$$

$$K_n = 1,5; \quad K_a = 1,4$$

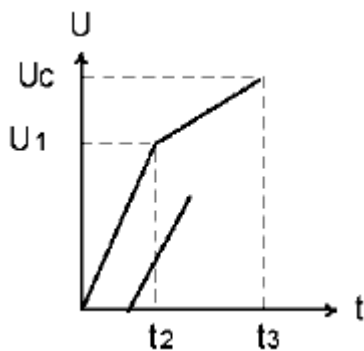


Рис. 4. Нормированная характеристика восстанавливающегося напряжения для выключателя

напряжением более 110 кВ:
$$U_c = K_a K_n \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_{\max}; U_1 = \frac{U_a}{K_a}; K_n = 1,3; K_a = 1,4$$

Временные параметры и отношение $U_n/U_{\text{раб.макс}}$, а также линия запаздывания определяется ГОСТом [2]. Выход кривой восстанавливающегося напряжения за границы нормированных характеристик может привести к переходу процесса отключения в аварийный режим. Получить достоверную характеристику изменения восстанавливающегося напряжения в условиях эксплуатации достаточно сложно. Поэтому целесообразно установить диапазон изменения восстанавливающегося напряжения с учетом возможных схем расположения выключателей установки для различных режимов работы отключаемой сети и параметров установленного оборудования.

Если кривые изменения восстанавливающегося напряжения, полученные для широкого диапазона вариантов параметров отключаемой цепи, не выходят за пределы нормированных характеристик, можно, при условии исправности дугогасительных устройств и кинематики выключателя, предполагать сохранение отключающей способности выключателя при работе его в данном месте установки в предельных режимах. Использование компьютерных методов расчета восстанавливающегося напряжения позволяет охватить вычислениями произвольное число изменяемых параметров рассматриваемой сети и оценить внешние условия работы выключателя с учетом критических ситуаций [2]. Для оценки состояния внутренней характеристики выключателя (скорости нарастания) электрической прочности контактного промежутка целесообразно предусмотреть использование специализированных устройств в составе комплекса непрерывной или периодической диагностики выключателя.

1.3. Влияние параметров переходного восстанавливающегося напряжения (ПВН) на отключающую способность выключателя

Отключающая способность выключателя определяется интенсивностью работы его дугогасительных устройств. Для успешного гашения электрической дуги необходимо, чтобы после перехода тока через нуль электрическая прочность межконтактного промежутка росла быстрее и была все время выше кривой ПВН. Электрическая прочность межконтактного промежутка после перехода тока через нуль определяется процессами распада плазмы, содержащейся в стволе дуги. Эти процессы начинаются

еще до перехода тока через нуль, и их интенсивность связана с работой принципиально разных дугогасительных устройств для эксплуатируемых типов выключателей. Процессы отключения электрической цепи обуславливают два типа отказов выключателей, существенно отличающихся друг от друга:

- скорость роста восстанавливающегося напряжения (СВН) на дуговом промежутке в первые 2–3 мкс после прохождения тока через нуль превышает некоторое критическое значение, и распадающийся ствол дуги формируется вновь – образуется тепловой пробой (рис. 5, а);
- при успешном прохождении стадии теплового пробоа ПВН достигает максимального значения, превышающего электрическую прочность межконтактного промежутка (рис. 5, б), – наступает электрический пробой.

Условия теплового и электрического пробоа в значительной степени определяются типом выключателя. Из этого следует, что СВН и максимальное значение ПВН, от которых зависит исход гашения дуги, ограничивают отключающую способность выключателя. Количественная зависимость отключающей способности выключателя от величины и формы восстанавливающегося напряжения различны для разных типов выключателей.

Воздушные выключатели имеют кривые восстанавливающейся прочности межконтактного промежутка S-образной формы с низким значением электрической прочности в течение 10–15 мкс (рис. 5, а, кривая 1). Этот начальный участок обуславливает повышенную чувствительность воздушных выключателей к высоким скоростям ПВН (рис. 5, а, кривая 2) и их подверженность к низковольтным повторным зажиганиям – тепловой пробой.

Масляные выключатели характеризуются меньшим влиянием СВН на предельную отключающую способность, так как гашение в них происходит за счет энергии, выделяемой самой дугой (рис. 5, б, кривая 3). Критические условия в них могут возникнуть при больших амплитудах ПВН (рис. 5, б, кривая 4) – электрический пробой.

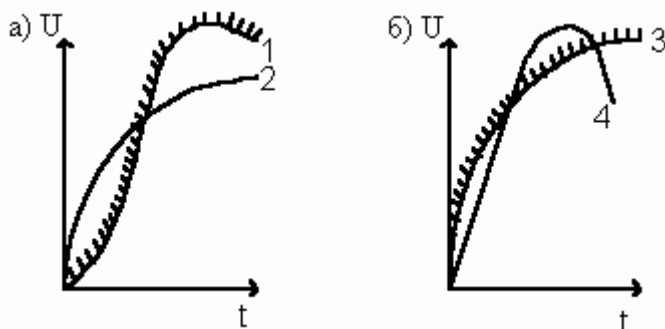


Рис. 5. Сравнение кривых изменения электрической прочности межконтактного промежутка и изменения ПВН

Обязательное обеспечение АПВ всеми типами выключателей существенно увеличивают зависимость работы всех выключателей от характера изменения ПВН, когда при последнем цикле АПВ работа дугогасительных устройств существенно ухудшается из-за недостаточной интенсивности деионизации межконтактного промежутка.

В **вакуумных выключателях** дуга горит в парах металла, выделяющихся электродами при размыкании контактов, то есть дуга сама воспроизводит среду, в которой горит. При подходе переменного тока к нулевому значению снижается плотность паров металла, выделяемых с поверхностей нагретых контактов. Интенсивность ионизации в зоне плазмы дуги резко снижается, что способствует быстрому нарастанию электрической прочности межконтактного промежутка, который выигрывает соревнование с изменением кривой ПВН. В связи с этим вакуумные выключатели более устойчивы по отношению к предельным изменениям СВН и ПВН.

Элегазовые выключатели по своим характеристикам близки к воздушным, но высокая электрическая прочность дугогасительной среды (SF_6) повышает их устойчивость к возможным предельным значениям СВН и ПВН.

2. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ

Эффективность функционирования электрической установки в значительной степени определяется надёжностью работы коммутационной аппаратуры (КА). Процессы коммутации электрических цепей в настоящее время осуществляются КА следующих типов: масляные, воздушные, элегазовые, вакуумные, электромагнитные, полупроводниковые (тиристорные), которые отличаются друг от друга как конструктивно, так и способом гашения дуги [3, 4]. Определяющими факторами гашения дуги являются конструкция дугогасительных устройств, среда в которой возникает и гасится дуга, а также способность выключателя к высокой скорости набора электрической прочности промежутка. Надёжность отключения как нагрузочного режима, так и аварийных токов определяется коммутационным ресурсом выключателя, безотказным функционированием его кинетической схемы и приводного устройства (механический ресурс выключателя).

2.1. Сравнение отключающей способности коммутационной аппаратуры высокого напряжения

Основными эксплуатационными показателями КА высокого напряжения являются:

- отключающая способность;
- коммутационный ресурс;
- механический ресурс;
- срок службы до капитального ремонта;
- диапазон рабочих напряжений и токов.

Учитывая многообразие показателей, характеризующих работу КА, целесообразно выделить параметр, комплексно характеризующий эксплуатационные и технико-экономические возможности выключателя. В качестве такого параметра можно принять **мощность отключения, приходящуюся на единицу веса выключателя**, т.е. удельную отключающую способность $V_{отк}$. Значения других параметров можно оценить дополнительно. В табл. 1 приведены значения удельной отключающей способности основных типов высоковольтных выключателей, выпускаемых отечественной промышленностью в диапазоне рабочих напряжений 10...500 кВ, рассчитанных по справочным данным [3, 4, 5, 6].

Таблица 1

Классификационная группа выключателей	Удельная отключающая способность, $\frac{МВ \cdot А}{кг}$	Примечание
Масляные	0,45...1,1	Выпуск до 1985 г.
Воздушные	0,6...1,5	Выпуск до 1985 г.
Вакуумные	1,4...5	Выпуск до 1985 г.
Элегазовые	0,73...0,89	Выпуск до 1985 г.
Перспективные типы выключателей		
Масляные	2,4...3,9	Новые серии ВМТ
Вакуумные	12...23	Новая серия TEL

Из приведённых в табл. 1 данных следует, что если для масляных, воздушных, элегазовых выключателей удельная отключающая способность $\frac{МВ \cdot А}{кг}$ имеет практически одинаковый диапазон изменения (0,4...4,6 $\frac{МВ \cdot А}{кг}$), то для вакуумных выключателей она уже существенно выше (1,4...23 $\frac{МВ \cdot А}{кг}$). Особенно целесообразным является применение КА нового поколения типа ВМТ и TEL (3,9...23 $\frac{МВ \cdot А}{кг}$).

Широкое применение вакуумных выключателей на рабочее напряжение 10...35 кВ у проектировщиков не вызывает сомнений, так как они имеют высокие эксплуатационные показатели (см. табл. 1) и выпускаются отечественной промышленностью в достаточно широкой номенклатуре. На рабочее напряжение 110...220 кВ и выше промышленность только осваивает вакуумные дугогасительные камеры (КДВ).

2.1.1. Сравнение основных типов выключателей по удельной отключающей способности

До освоения промышленностью серийного выпуска вакуумных выключателей на напряжение 110, 220 кВ и выше при разработке проектов электрических установок целесообразно использовать элегазовые, масляные выключатели с малым объёмом масла типа ВМТ, имеющие удельную

МВ·А

отключающую способность существенно выше (2,4...4,6 $\frac{\text{кВ}}{\text{кг}}$), чем другие типы серийно выпускаемых выключателей.

К основным достоинствам вакуумных выключателей, кроме указанных выше, следует отнести:

- высокую коммутационную и механическую способность;
- значительное снижение эксплуатационных затрат, связанных с содержанием и ремонтом выключателя;
- полная пожаро- и взрывобезопасность, возможность работы в агрессивных средах;
- произвольное рабочее положение дугогасительной камеры и повышенная её устойчивость к ударным и вибрационным нагрузкам;
- высокая экологичность;
- высокая надёжность, длительный срок службы без проведения ремонтных работ, безопасность обслуживания.

В качестве недостатка следует отметить присущий вакуумным выключателям повышенный уровень коммутационных перенапряжений, особенно при отключении малых индукционных токов (обрыв дуги до истечения перехода через нуль), что усложняется схемными и конструктивными решениями [1, 3, 4].

Особенно перспективными при напряжении 10...24 кВ является использование вакуумных выключателей серии ВВ/TEL, имеющих (табл. 2–5):

- высокий коммутационный и механический ресурс;
- малое потребление энергии по цепям управления (принцип механической защёлки);
- малые габариты и вес;
- отсутствие ремонтов в течении всего срока эксплуатации;

- возможность установки в КРУ старых типов при реконструкции электрической установки.

Таблица 2

Технические характеристики перспективных выключателей на 10 кВ

№	Технические данные	Выключатель				
		ВГ-10	ВБКЭ-10	ВБМЭ-10	ВВ/ТЕЛ-10	ВВЭ-10
1	Номинальное напряжение, кВ	10	10	10	10	10
2	Номинальный ток, А	800...2600	630...1600	2000...3150	630...1000	630...1000
3	Номинальный ток отключения, кА	31,5	20...31,5	40	20	20
4	Пиковое значение сквозного тока КЗ, кА	102	51...65	100	51	52
5	Ток термической стойкости $t = 3$ сек, кА	40	20...31,5	40	12,5	20
6	Собственное время отключения, сек	0,05	0,06	0,05	0,015	0,05
7	Полное время отключения, сек	–	0,08	0,06	0,025	0,08
8	Ток включения привода, А	1,5	25/50	30	10	50/100
9	Механический ресурс, число циклов ВО, тыс.	–	25	10	100	50
10	Коммутационный ресурс (отключение номинальных токов), тыс.	–	50	25	200	50
11	То же при номинальном токе отключения, тыс.	–	25	5	50	50
12	Паспортный срок службы, лет	25	25	25	25	25
13	Масса, кг	–	180	–	35	–
14	Удельная отключающая способность	–	3,02	–	11	–
15	Сумма мест	30	35	–	25	37
16	Рейтинг	70	65	72	75	63

Таблица 3

Технические характеристики перспективных выключателей на 24, 27,5 кВ

№	Технические данные	Выключатель			
		ВВ/ТЕЛ-24	ВВН-27,5	ВВК-27,5	ВВС-27,5
1	Номинальное напряжение, кВ	24	27,5	27,5	27,5
2	Номинальный ток, А	630... 1000	1600	1250	630... 1600
3	Номинальный ток отключения, кА	20	20	20	20
4	Пиковое значение сквозного тока КЗ, кА	50	51	51	51
5	Ток термической стойкости $t = 3$ сек, кА	20	20	20	20
6	Собственное время отключения, сек	0,015	0,05	0,05	0,04
7	Полное время отключения, сек	0,025	0,07	0,07	0,07
8	Ток включения привода, А	10	100/200	100	48/96
9	Механический ресурс, число циклов ВО, тыс.	200	20	20	20
10	Коммутационный ресурс (отключение номинальных токов), тыс.	100	50	20	25
11	То же при номинальном токе отключения, тыс.	50	20	45	200
12	Паспортный срок службы, лет	25	25	25	30
13	Масса, кг		300	–	–
14	Удельная отключающая способность	12	1,05	–	–
15	Сумма мест	24	19	21	18
16	Рейтинг	76	81	79	82

Таблица 4

Технические характеристики перспективных выключателей на 35 кВ

№	Технические данные	Выключатель					
		ВВН-35	ВБУ-35	ВВНТ-35	ВВК-35	ВВС-35	ВЭК-35
1	Номинальное напряжение, кВ	35	35	35	35	35	35
2	Номинальный ток, А	1600	1250...1600	630...1000	1000	630...1600	2500...3150
3	Номинальный ток отключения, кА	20	20	20	20	20	31,5
4	Пиковое значение сквозного тока КЗ, кА	51	50	51	51	52	81
5	Ток термической стойкости $t = 3$ сек, кА	20	20	20	20	20	31,5
6	Собственное время отключения, сек	0,06	0,06	0,05	0,05	0,04	0,05
7	Полное время отключения, сек	0,08	0,08	0,08	0,07	0,08	0,075
8	Ток включения привода, А	100/200	100	–	100	100/200	208
9	Механический ресурс, число циклов ВО, тыс.	20	20	20	20	20	6
10	Коммутационный ресурс (отключение номинальных токов), тыс.	50	30(70)	50(100)	50	200	20
11	То же при номинальном токе отключения, тыс.	20	20	20	20	25	2
12	Паспортный срок службы, лет	–	–	–	30	–	–
13	Масса, кг	950		800	850	–	–
14	Удельная отключающая способность	1,27	1,51	1,5	1,42	–	–
15	Сумма мест	28	26	25	24	24	26
16	Рейтинг	72	74	75	76	76	74

Таблица 5

Технические характеристики перспективных выключателей на 110, 220 кВ

№	Технические данные	Выключатель							
		ВГБ-110	ВБЭ-110	ВГТ-110	ВЭК-110	ВБК-110	ВМТ-110	ВГТ-220	ВМТ-220
1	Номинальное напряжение, кВ	110	110	110	110	110	110	220	220
2	Номинальный ток, А	2000	1250... ...1600	2500	2000	1000	1600... ...2000	2500	1600... ...2000
3	Номинальный ток отключения, кА	40	20... ...31,5	40	40	20	40	40	40
4	Пиковое значение сквозного тока КЗ, кА	102	–	102	105	51	102	102	102
5	Ток термической стойкости $t = 3$ сек, кА	40	–	40	40	20	50	40	50
6	Собственное время отключения, сек	0,039	0,06	0,035	0,04	0,05	0,03	0,035	0,03
7	Полное время отключения, сек	0,06	0,08	0,055	0,06	0,07	0,05	0,055	0,05
8	Ток включения привода, А	2,5	–	–	–	–	5/2,5	–	5/2,5
9	Механический ресурс, число циклов ВО, тыс.	–	40	5	1	20	6,7	5	5,3
10	Коммутационный ресурс (отключение номинальных токов), тыс.	–	50/100	20	18	50	7	20	7
11	То же при номинальном токе отключения, тыс.	–	20	–	1	20	0,5	–	0,5
12	Паспортный срок службы, лет	–	–	–	–	–	10	–	10
13	Масса, кг	–	1410	1650	1650	2250	1950	5600	6200
14	Удельная отключающая способность	–	4,86	4,61	4,6	1,69	3,9	2,72	2,4
15	Сумма мест	22	22	18	25	31	19	18	15
16	Рейтинг	78	78	82	75	69	81	82	85

2.2. Оценка технического рейтинга коммутационных аппаратов

Для обоснованного выбора оптимального типа КА целесообразно принять методику сопоставления их основных технических характеристик. Общедоступная справочная литература обновляется медленно и быстро стареет. Информация о новых разработках КА, как правило, разрозненная, неполная и предоставляется фирмам-разработчикам по индивидуальным запросам. Централизованного обобщения технической информации по номенклатуре и производимой электротехническими предприятиями КА в масштабах отрасли нет.

В связи с этим из многообразия отрывочной информации по высоковольтной коммутационной аппаратуре следует отобрать относящуюся к наиболее перспективным типам в соответствии с изложенными выше соображениями и сформулировать принцип определения технического рейтинга аппарата.

При определении этого рейтинга, очевидно, в первом приближении следует учитывать:

- отключающую способность выключателя;
- коммутационный ресурс (устойчивая работа дугогасительных устройств);
- механический ресурс (устойчивая работа приводных устройств выключателя);
- собственное и полное время отключения (режим нарастания тока короткого замыкания и условия работы защиты);
- средний безремонтный срок службы аппарата (объём ремонтных работ);
- токи цепей управления (необходимость в мощном источнике оперативного тока);
- удельная отключающая способность (материалоёмкость аппарата).

В табл. 2–5 приведены основные технические характеристики перспективных высоковольтных выключателей, рекомендуемых к установке при разработке проектов схем главных электрических соединений электрических установок и реконструкции распределительных установок [4, 5, 6]. При появлении новых разработок КА табл. 2 может быть дополнена. Технический рейтинг выключателя (табл. 2, позиция 18) рассчитывается по 15–20 параметрам. Используя значения технического рейтинга и условия работы установки, можно достаточно обоснованно принять оптимальный тип КА. В дальнейшем выбранный тип КА следует согласовывать со назначением электроустановки (общепромышленные, тяговые) и требованиями заказчика. Как следует из данных табл. 2, диапазон изменения значения рейтинга относительно невелик (59–81) и параметры практически всех рассматриваемых типов выключателей отвечают современным эксплуатационным требованиям. Однако при рабочих напряжениях 6...24 кВ

следует отдать предпочтение вакуумным выключателям нового поколения типа ВВ/TEL (технический рейтинг 81–78), а при напряжениях 110...220 кВ, до освоения промышленностью надёжно работающих вакуумных выключателей, целесообразно использовать маломасляные типа ВМТ или элегазовые выключатели. Для расчета технического рейтинга целесообразно применять ЭВМ.

2.3. Оценка коммутационного ресурса перспективных типов коммутационных аппаратов

Работоспособность высоковольтного выключателя как коммутационного аппарата в значительной степени определяется использованием его технического ресурса. Для выбора оптимального времени проведения ремонтных работ целесообразно постоянно иметь информацию о степени выработки технического ресурса выключателя, иными словами, контролировать “остаточный ресурс” аппарата.

Основными параметрами выключателя, определяющими его устойчивую работу, являются его контактная система, исправность кинематической схемы, нормальное функционирование дугогасительных устройств, сохранение паспортной диэлектрической прочности в основных узлах и исправность цепей и аппаратуры схемы управления.

В перечне заводских параметров, обеспечивающих нормальную работу выключателя и требующих непрерывного контроля, целесообразно выделить следующие основные:

- механический ресурс (МР) выключателя, регламентируемый допустимым числом операций включения-отключения (В-О) и устанавливаемый изготовителем (Вк), не ниже требования ГОСТ (2000 циклов);
- коммутационный ресурс (КР), характеризуемый суммарным числом циклов В-О при токах короткого замыкания (КЗ) и при нагрузочных токах, которое допускает выключатель без осмотра и ремонта дугогасительных устройств;
- состояние электрической прочности изоляции выключателя (ЭП), характеризуемое значениями испытательных напряжений для внутренней и внешней изоляции, а также величиной сопротивления изоляции;
- состояние цепей и аппаратуры управления выключателя;
- температурный режим контактных соединений и узлов.

Из указанных четырёх потоков непрерывной информации определяющим необходимость вывода выключателя в ремонт, как правило, является использование КР.

Количественно паспортный коммутационный ресурс $Вк$ целесообразно оценить произведением значения отключаемого тока на допускаемое заводом число отключений $[КР]=I_{откл} N$ ($кА_{откл}$).

Паспортное значение $КР$ не остаётся постоянным, и с уменьшением значения отключаемого тока допустимое число отключений возрастает. На рис. 6 приведена зависимость $[КР]_п$ от числа отключений $[КР]_п = f(N)$.

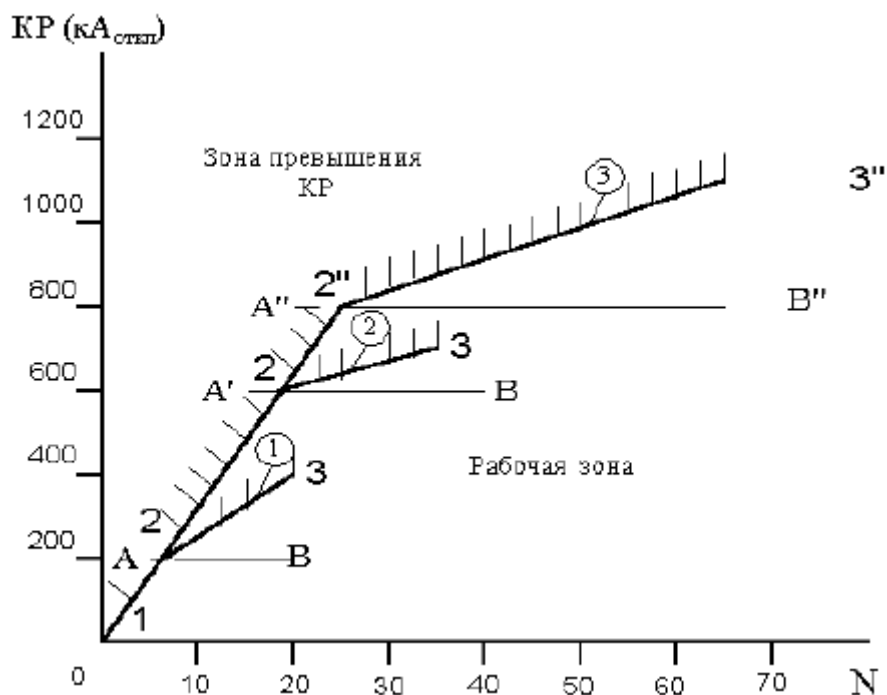


Рис. 6. Зависимость коммутационного ресурса выключателей от числа отключений

Зависимость коммутационного ресурса выключателя от числа отключений для масляных выключателей – 1; воздушных – 2; вакуумных – 3, рассчитанная по нормативно-техническим данным для выключателей различного типа с номинальным током отключения $I_{откл} = 31,5$ кА, представлена ломаными линиями на рис. 6. Из приведённых данных следует, что $КР$ при отключении токов меньших $I_{н.откл}$ существенно возрастает, при этом его значение для масляных выключателей значительно ниже, чем для воздушных, элегазовых и вакуумных. Этим в значительной степени и объясняется стремление выхода на более прогрессивные типы выключателей. Характер изменения $КР$ конкретного выключателя определяется его паспортными параметрами с учётом приведённых на рис. 6 требований ГОСТ.

Зона паспортного коммутационного ресурса лежит ниже кривой 1–2–3.

При выработке $КР$ (зона выше кривой 1–2–3) выключатель следует выводить в ремонт. Для контроля выработанного коммутационного ресурса $[КР]_в = \alpha (I_{откл})N$ следует учитывать суммарное значение отключаемых

выключателей токов α ($I_{\text{откл}}$) и число отключений (N). Сравнение выработанного $[KP]_в$ с паспортным $[KP]_п$, полученным из графика рис. 6 для заданного N , позволяет определить остаточный коммутационный ресурс выключателя как $[KP]_п - [KP]_в > 0$.

Отрицательное значение указанной выше разности свидетельствует об исчерпании КР, требует ревизии дугогасительных устройств и замены масла в выключателе, после чего отсчёт КР следует вести заново.

Контроль значения остаточного коммутационного ресурса может осуществляться специальными устройствами (например, фиксаторами сумматорами). Это позволяет принять оптимальные сроки проведения ремонтно-профилактических работ. Поэтому для каждого принятого типа выключателя целесообразно по его паспортным данным рассчитывать кривые паспортного коммутационного ресурса $[KP]_п$ с целью использования их в программах диагностики высоковольтной коммутационной аппаратуры. Следует также обратить внимание на то, что $[KP]_п$ для вакуумных выключателей нового поколения типа TEL существенно выше, чем в выключателях других типов (табл. 2–5).

Непрерывный контроль потока диагностической информации по использованию остаточного коммутационного, механического ресурса выключателя, состояния изоляции основных его узлов, цепей управления и приводных устройств позволяет исключить случайные превышения значения паспортных параметров в процессе эксплуатации и существенно повысить надёжность работы КА. Оптимальный выбор и объём ремонтных работ будет способствовать снижению затрат трудовых материальных ресурсов в процессе эксплуатации высоковольтной аппаратуры.

Изложенные выше и приведенные далее предложения по выбору схем главных электрических соединений электроустановок, компоновки основного оборудования и перспективных типов коммутационной аппаратуры следует рассматривать как рекомендации для принятия оптимальных решений на этапе проектирования электротехнических устройств.

3. ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ СХЕМ ГЛАВНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

3.1. Основные требования Минэнерго к схемам главных электрических соединений электрических установок

Решением № 14198 ТМ-Т1 (1993 г.) Минэнерго на основании разработок энергосети проекта утвердило новые варианты схем распределительных

устройств (РУ) электроустановок напряжением 6(10)...750 кВ, по которым выполняются типовые проектные решения и которые являются обязательными при проектировании подстанций (ПС) всех ведомств, эксплуатирующихся структурами Минэнерго РФ. Применение нетиповых схем требует дополнительных обоснований.

В соответствии с решением Минэнерго, схемы РУ высокого напряжения должны удовлетворять следующим основным требованиям.

1. Предусматривать вывод выключателей в ремонт без перерыва электроснабжения, в том числе с использованием ремонтных перемычек (мостиковых схем) обходных, подменных выключателей (для КРУ).
2. Число одновременно срабатывающих выключателей в пределах одного РУ до 500 кВ должно быть не более двух.
3. Число силовых трансформаторов (автотрансформаторов) одного напряжения – не более двух. Уточнение числа трансформаторов свыше двух требует обоснования.
4. Схемы с отделителями применять при напряжении 110 кВ и мощности трансформаторов $\leq 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.
5. Блочные схемы (блок линия–трансформатор без коммутационной аппаратуры) на стороне высокого напряжения (ВН) применять для тупиковых (до 500 кВ) и ответвительных подстанций.
6. Мостиковые схемы на стороне ВН применять на ПС 35...220 кВ при необходимости секционирования питающих ЛЭП и $S_T \leq 63 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.
7. При 110, 220 кВ мостиковые схемы применяются с ремонтной перемычкой. Мостик с выключателем в перемычке и отделителями (с короткозамыкателями) к трансформаторам применять при напряжении 110 кВ и $S_T \leq 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

3.2. Структурные схемы основных типов понизительных и тяговых подстанций

Формирование схем главных электрических соединений электроустановок наиболее целесообразно производить, используя их структурные схемы. На рис. 7 и 8 приведены наиболее часто встречающиеся структурные схемы основных типов понизительных и тяговых подстанций [5, 6]. Основным элементом, связывающим между собой РУ различных напряжений, являются силовые трансформаторы. Возможные варианты схем распределительных

устройств разных напряжений в зависимости от способов подключения ПС к питающим ЛЭП и требованиям к надежности электроснабжения потребителей определяются рекомендациями Минэнерго и ведомственными решениями. В частности, по указанию МПС РФ (К-3056/К10-2444 от 5.04.99 г.) разграничением применения правил и указаний МПС для устройств тягового электроснабжения являются тяговые обмотки понизительных трансформаторов тяговых подстанций с включением специальных линий электроснабжения железнодорожных устройств, ЛЭП на опорах контактной сети, устройств СЦБ и связи.

Структурная схема рис. 7, а предусматривает возможность подключения понизительной подстанции к питающей ЛЭП 110, 220 кВ с питанием потребителя на напряжениях 35, 10, 6 кВ.

На рис. 7, б приведена структурная схема понизительной подстанции при подключении её к ЛЭП 220...500 кВ, при установке автотрансформаторов и питании потребителей на напряжение 110, 35, 10, 6 кВ.

На рис. 8, а приведена структурная схема тяговой подстанции постоянного тока с подключением её к ЛЭП 110, 220 кВ (как правило, большие напряжения не используются), питанием потребителей района на напряжении 35, 10, 6 кВ и тяговых потребителей напряжением 3,3 кВ постоянного тока.

На рис. 8, б показана структурная схема тяговой подстанции переменного тока с подключением её к ЛЭП 110, 220 кВ, питанием районных потребителей на напряжении 35, 10, 6 кВ и тяговых потребителей однофазного переменного тока напряжением 27,5 кВ.

На рис. 8, в показана структурная схема тяговой подстанции 2? 27,5 кВ с подключением её к ЛЭП 110, 220 кВ, питанием районных потребителей от трансформаторов района на напряжение 35, 10, 6 кВ, установкой однофазных тяговых трансформаторов с расщеплённой обмоткой и тяговых потребителей однофазного переменного тока от системы напряжений 2? 27,5 кВ.

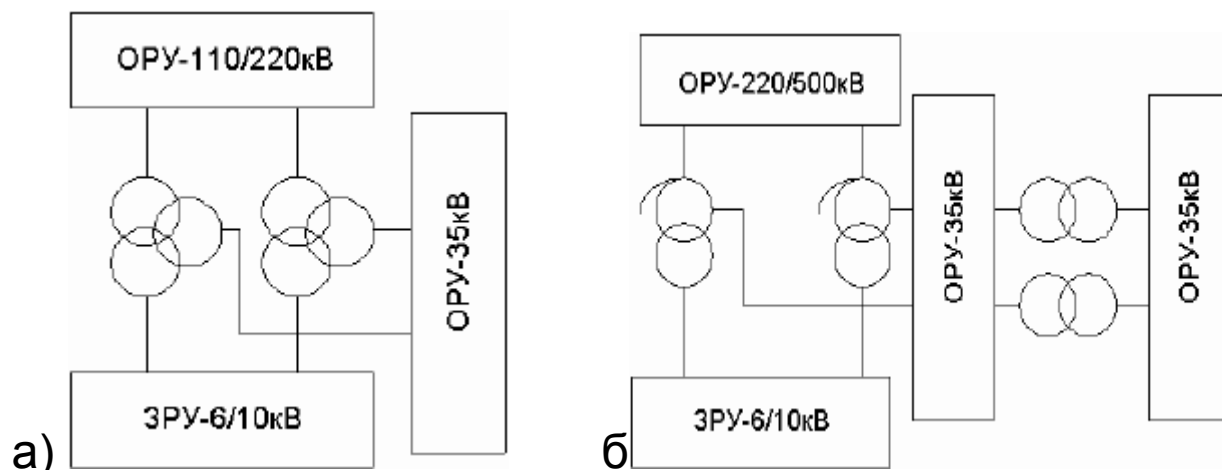


Рис. 7. Структурные схемы понизительных подстанций

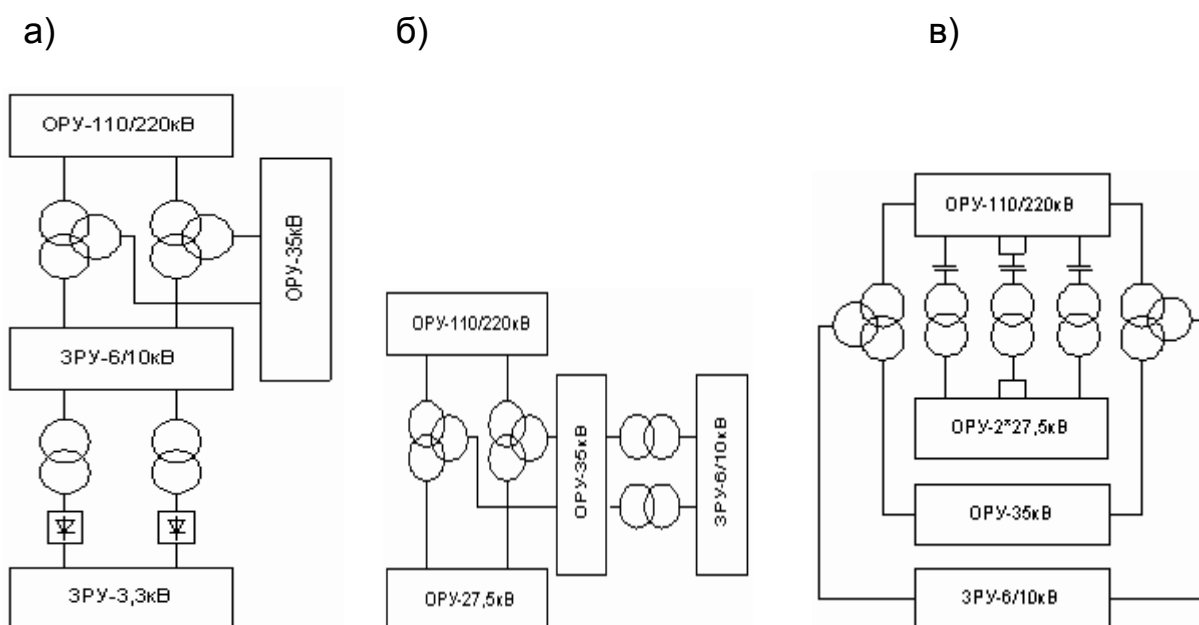


Рис. 8. Структурные схемы тяговых подстанций

3.3. Формирование схем главных электрических соединений понизительных и тяговых подстанций 10...500 кВ

Структурные схемы электроустановок определяют основные планы входящих в их состав РУ. Требования к схемам РУ общего энергетического назначения устанавливает Минэнерго. РУ специального назначения (например, тягового электроснабжения) выполняется по указаниям соответствующих ведомств (например, МПС). Категория сложности схемы главных электрических соединений РУ зависит от рабочего напряжения, выполняемых функций и требований надежности электроснабжения потребителей.

Связь отдельных РУ осуществляется с помощью трансформаторов и автотрансформаторов. Полная схема главных электрических соединений электроустановки включает вводы РУ с указанием трансформаторных связей

между ними, измерительные трансформаторы (тока и напряжения) и фидера питающие потребители электрической энергии. Общие требования к формированию схем главных электрических соединений приведены в учебной и справочной литературе.

С учетом последних решений Минэнерго при разработке схем отдельных РУ электроустановок следует рассматривать следующие возможные варианты.

С учетом схем подключения ПС к питающим ЛЭП принимать можно один из возможных типов ПС: опорная, промежуточная транзитная, промежуточная отпаечная или тупиковая. Типы подстанций представлены на рис. 9.

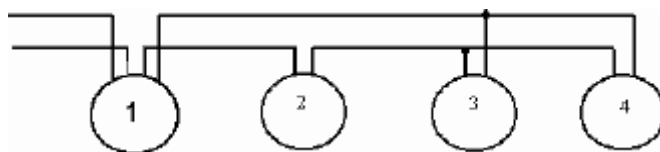


Рис. 9. Типы подстанций при подключении к двуполупроводной ЛЭП: 1 – опорная, 2 – промежуточная транзитная, 3 – промежуточная отпаечная, 4 – тупиковая

РУ 330...500 кВ выполняются:

- а) присоединением к питающей линии по схеме четырехугольника (рис. 10);
- б) присоединением через два выключателя (рис. 11) при числе ЛЭП до четырех;
- в) полуторным присоединением ЛЭП (рис. 12) при числе ЛЭП более четырех.

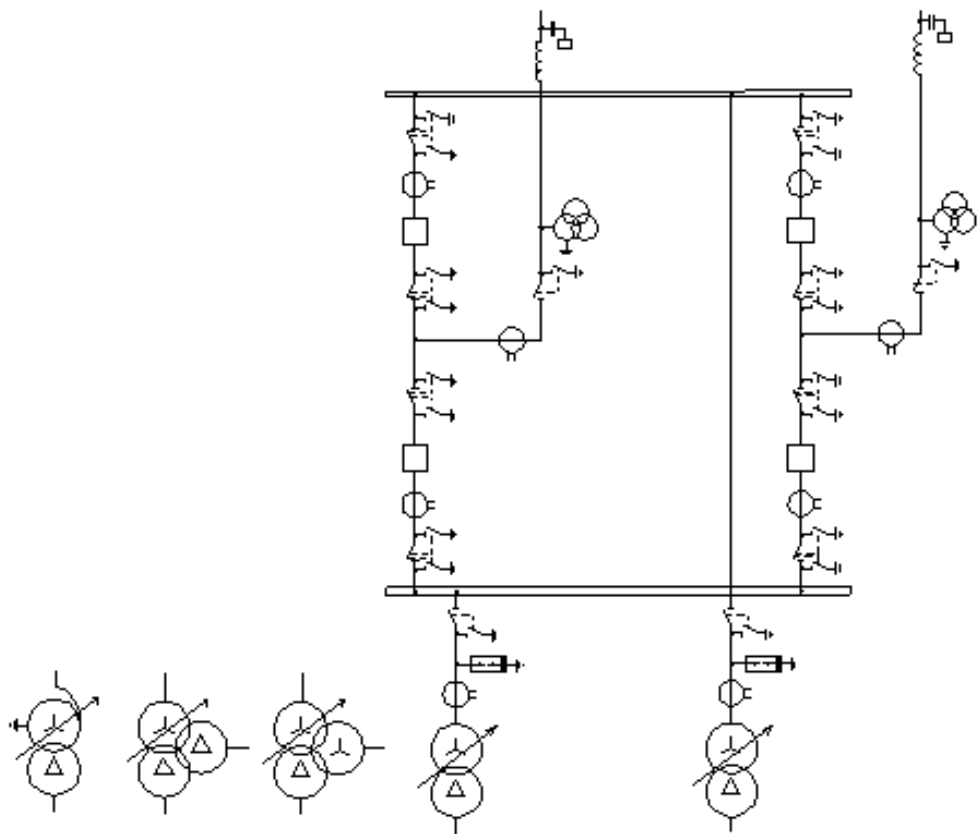


Рис. 10. Схема 220 (110, 330, 500)-7. Присоединение к питающей линии РУ 220 (330, 500) кВ по схеме четырехугольника

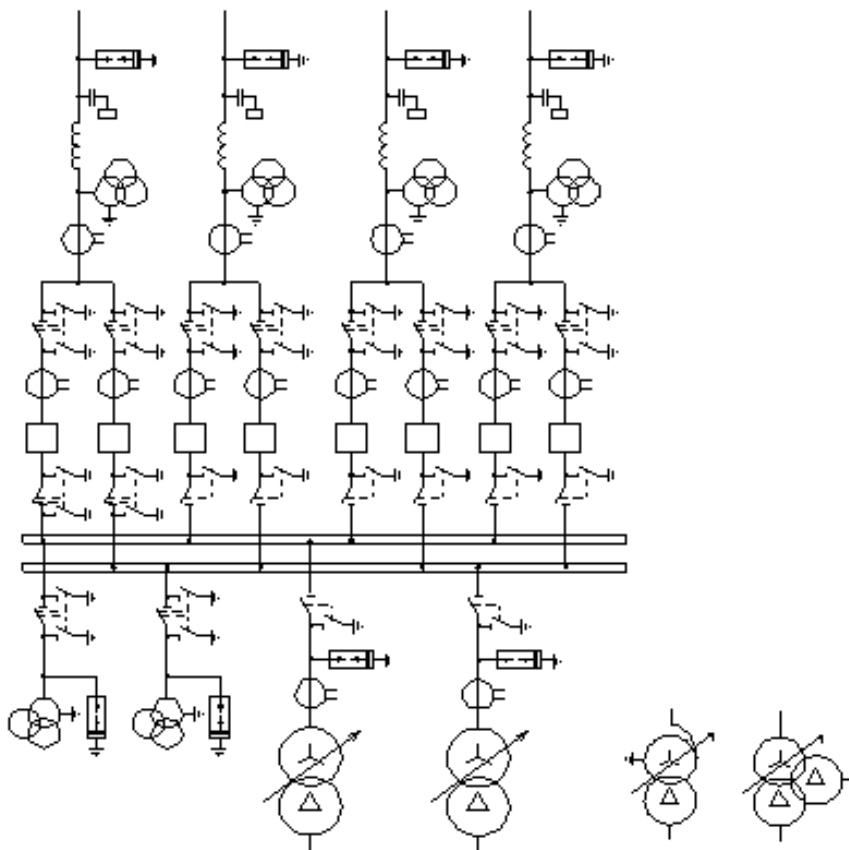


Рис. 11. Схема 330 (500)-15. Присоединение через два выключателя

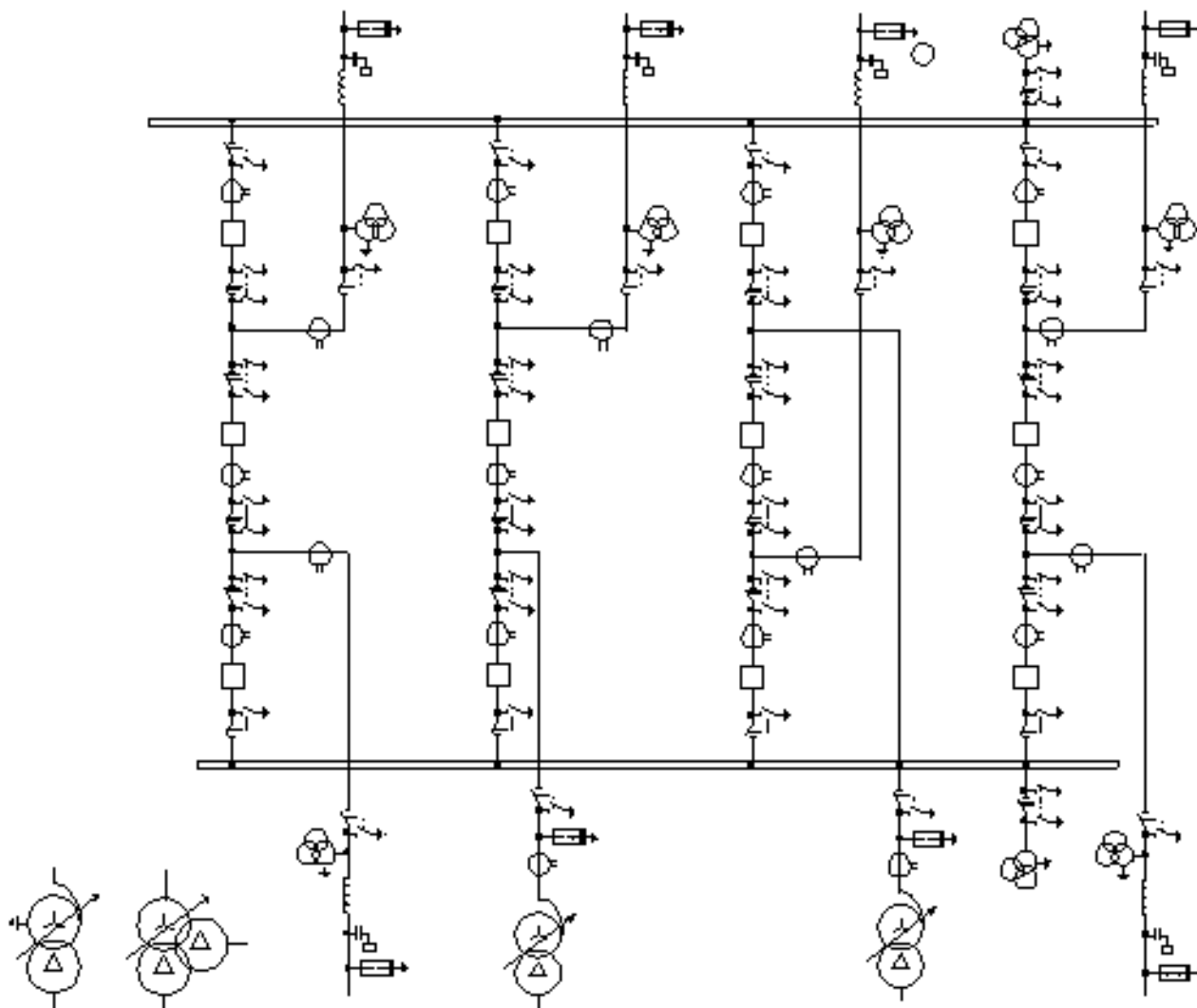


Рис. 12. Схема 330 (500)-17. Полупортное присоединение к ЛЭП

РУ 110, 220 кВ выполняются:

а) на опорных подстанциях с одной секционированной системой шин и обходной шиной, обходным и секционным выключателем (рис. 13). При числе питающих ЛЭП более пяти рекомендуется применение схем с двумя рабочими системами шин и обходной шиной (рис. 14);

б) на промежуточных транзитных подстанциях по условиям работы защит секционируемой ЛЭП применяются схемы мостика с выключателями в цепях трансформаторов, установкой транзитного выключателя и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (рис.15) либо с выключателями в цепях линии, установкой транзитного выключателя и ремонтной перемычкой со стороны ЛЭП (рис. 16);

в) промежуточные отпаечные подстанции из двух блоков с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии без выключателя (рис. 17).

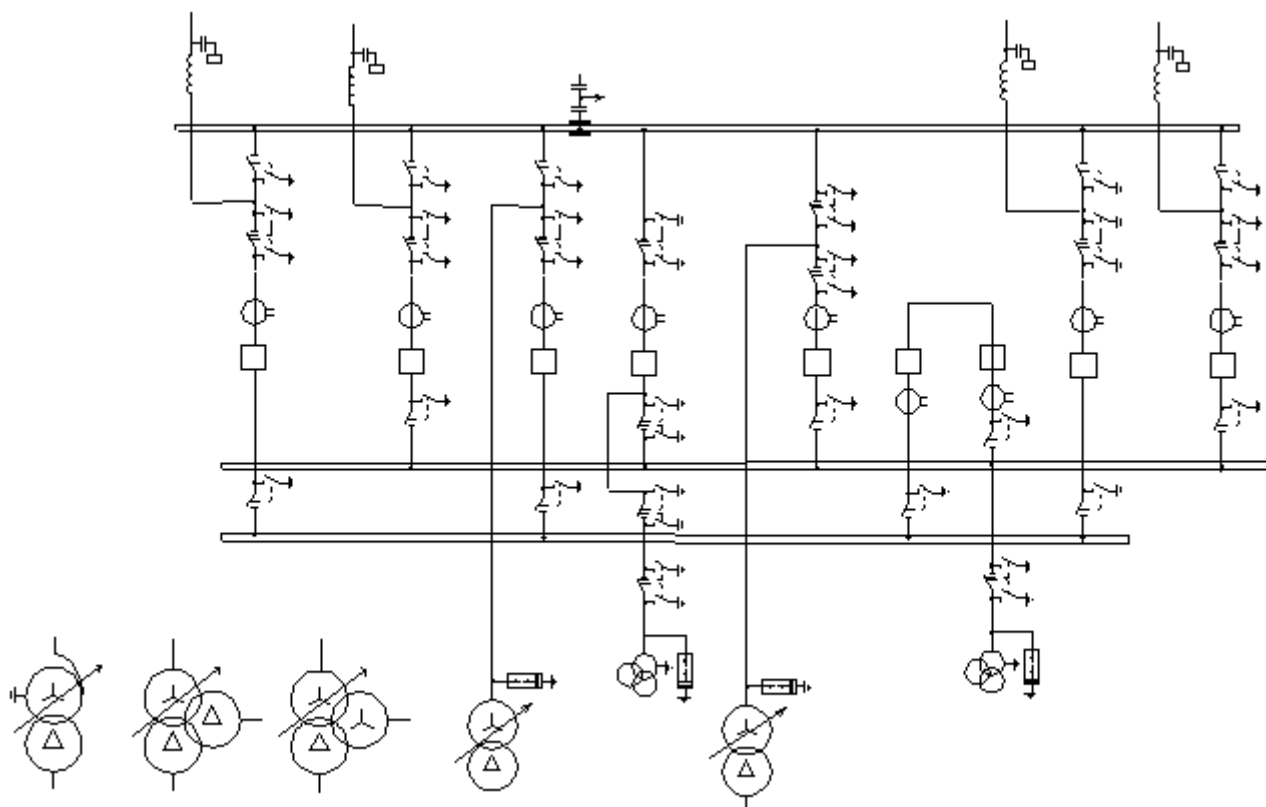


Рис. 13. Схема 220-12. С одной, секционированной системой шин, обходной шиной, обходным и секционным выключателями

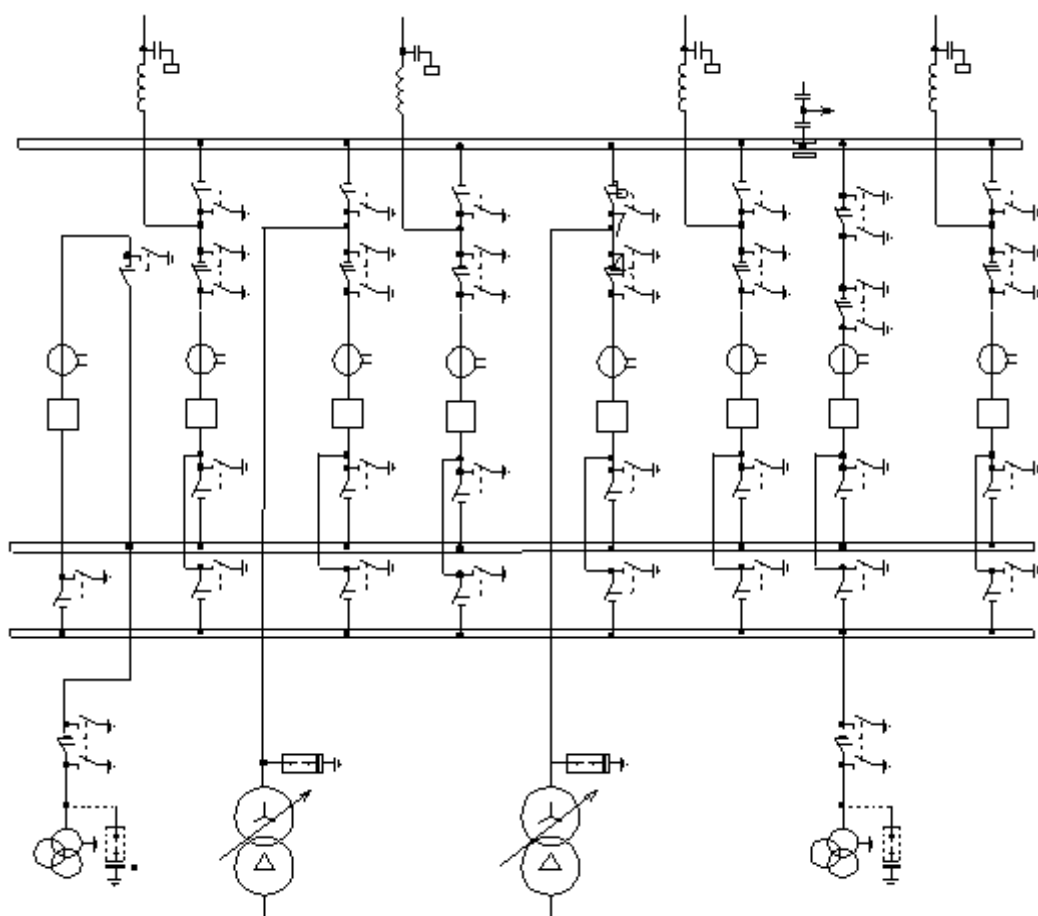


Рис. 14. Схема 220-13. С двумя рабочими системами шин и обходной шиной

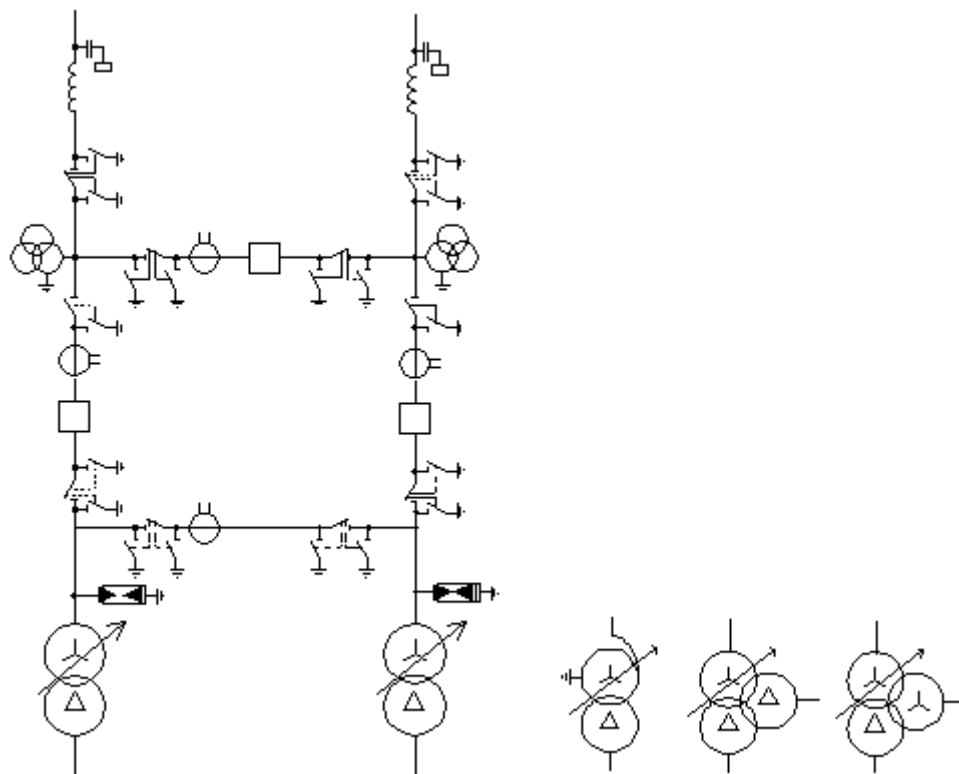


Рис. 15. Схема 220-5АН. С выключателями в цепях трансформаторов, установкой транзитного выключателя и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

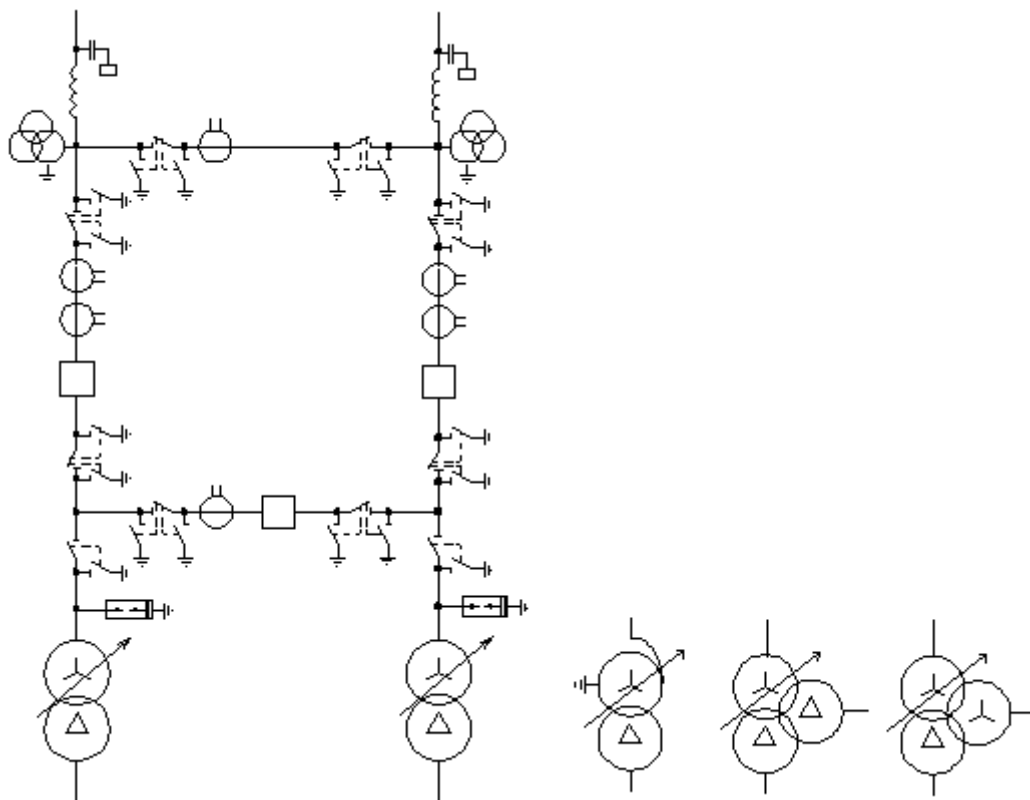


Рис. 16. Схема №220-5АН. С выключателями в цепях линии, установкой транзитного выключателя и ремонтной перемычкой со стороны ЛЭП

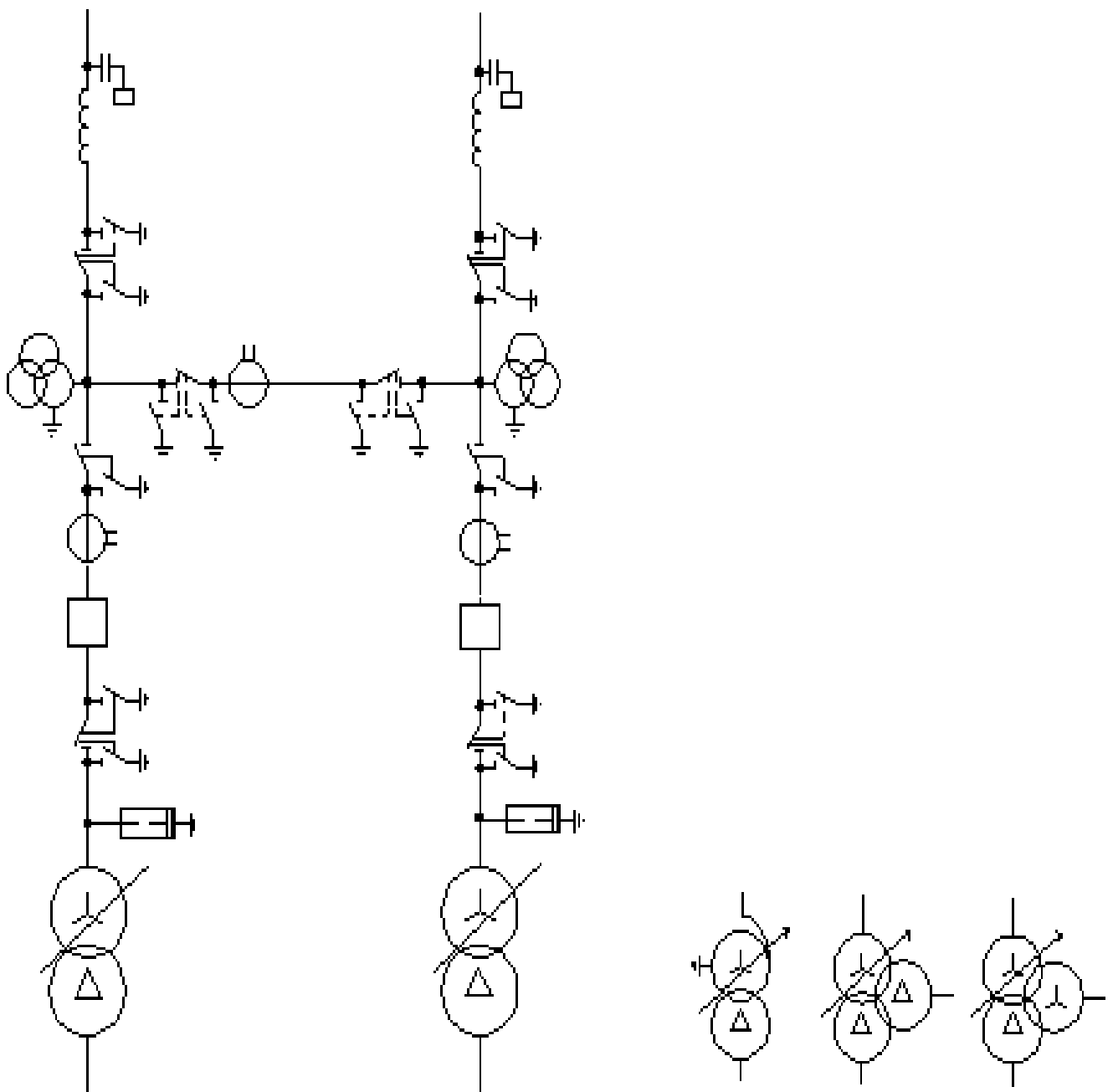


Рис. 17. Схема 220(110)-4Н. Промежуточная отпаечная подстанция с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии без выключателя

РУ 35 кВ выполняются с одиночной, секционированной выключателем системой шин (рис.18). При этом возможно присоединение линейных регулировочных трансформаторов в цепях ввода в РУ 35 кВ (рис. 19).

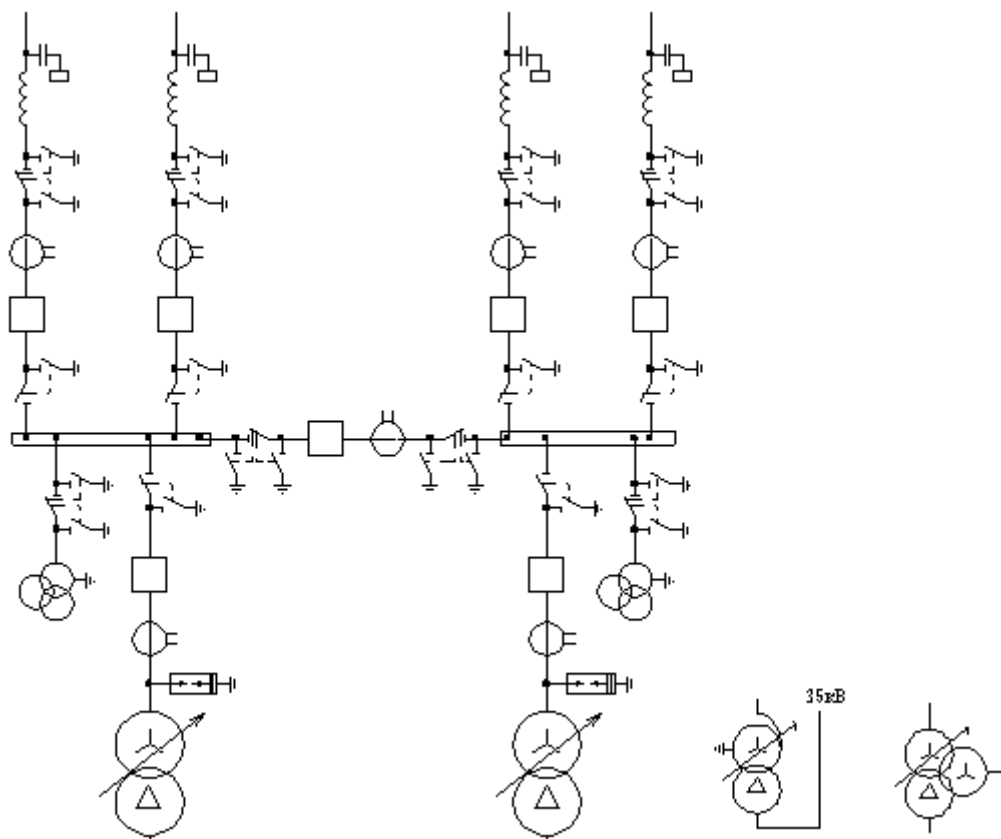


Рис. 18. Схема 35-9. Одиная, секционированная выключателем система шин

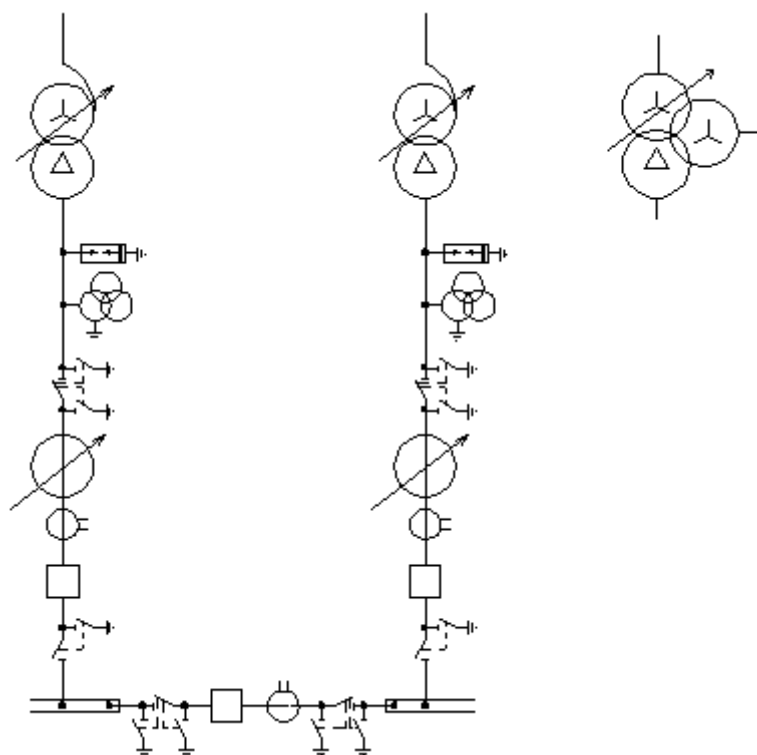


Рис. 19. Присоединение линейных регулировочных трансформаторов 35 кВ в цепях ввода

РУ 10 кВ выполняется с одиночной, секционированной выключателем системой шин (рис. 20) или двумя одиночными секционированными выключателями системами шин (рис. 21). Включение в цепь секционирования двух выключателей последовательно принимать при недостаточной их паспортной отключающей способности. Схема рис. 21 применяется при использовании трансформаторов с расщепленной обмоткой или сдвоенных реакторов для ограничения токов короткого замыкания.

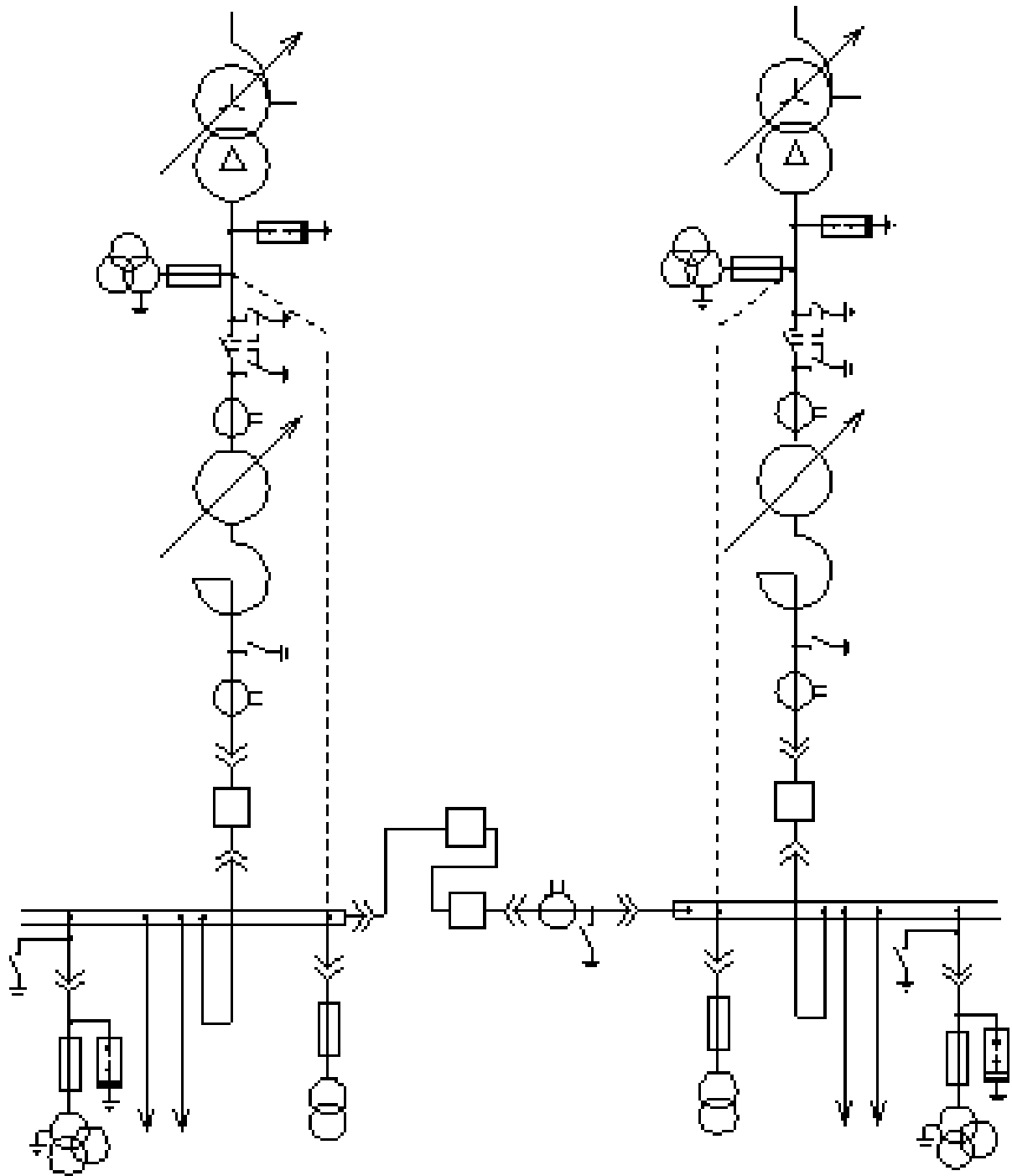


Рис. 20. Схема 10(6)-1. Одна одиночная, секционированная выключателем система шин

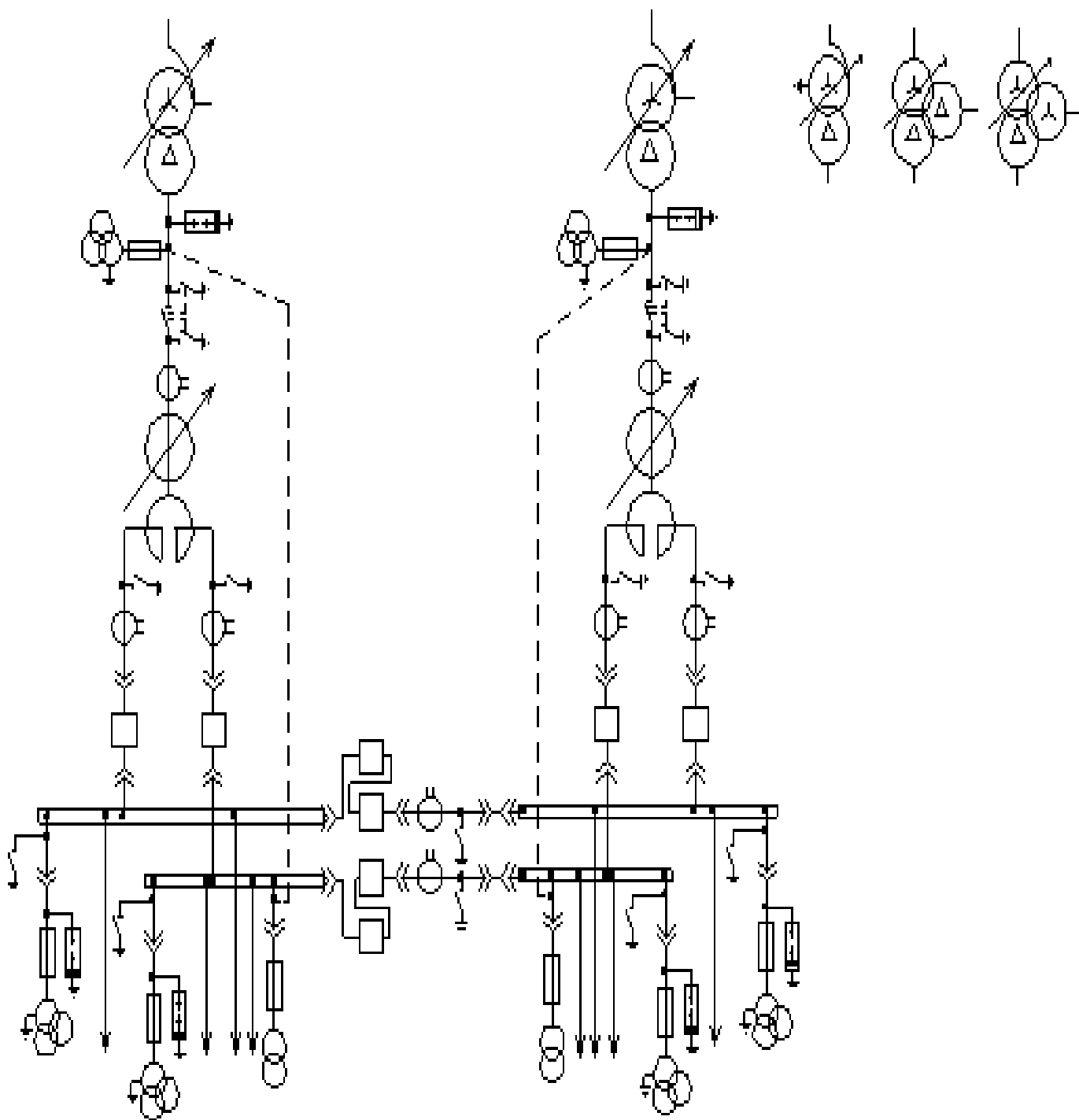


Рис. 21. Схема 10(6)-2. Две одиночные, секционированные выключателями системы шин

Схемы тяговых РУ 27,5 кВ в соответствии с разработками проектного института Трансэлектропроект выполняются с одинарной секционированной двумя разъединителями системой шин в двухпроводном исполнении, дополненной запасным выключателем и запасной шиной (рис. 22).

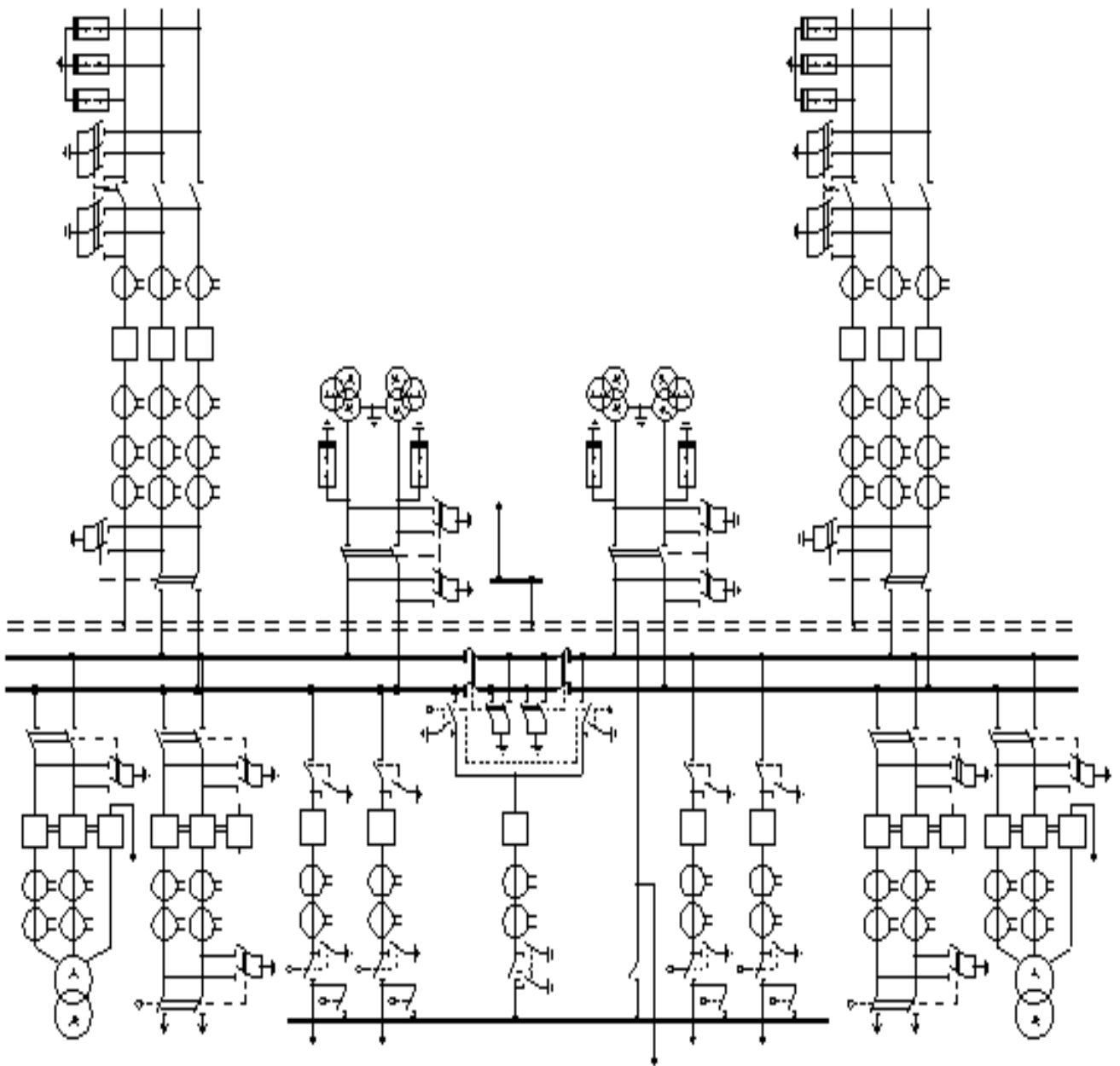


Рис. 22. Схема тяговых РУ 27,5 кВ с одинарной, секционированной двумя разъединителями системой шин в двухпроводном исполнении, дополненной запасным выключателем и запасной шиной

Схемы тяговых РУ 2 x 27,5 кВ в соответствии с разработками Трансэлектропроекта могут выполняться как с двухобмоточными (рис. 23), так и с трехобмоточными трансформаторами с расщепленной тяговой обмоткой. Схема тягового РУ выполняется с двойной, секционированной двумя разъединителями системой шин в четырехпроводном исполнении, дополнительным запасным выключателем и шиной в двухпроводном исполнении. Режимы работы системы тягового электроснабжения и схемы главных электрических соединений РУ 2 x 27,5 кВ приведены в [8].

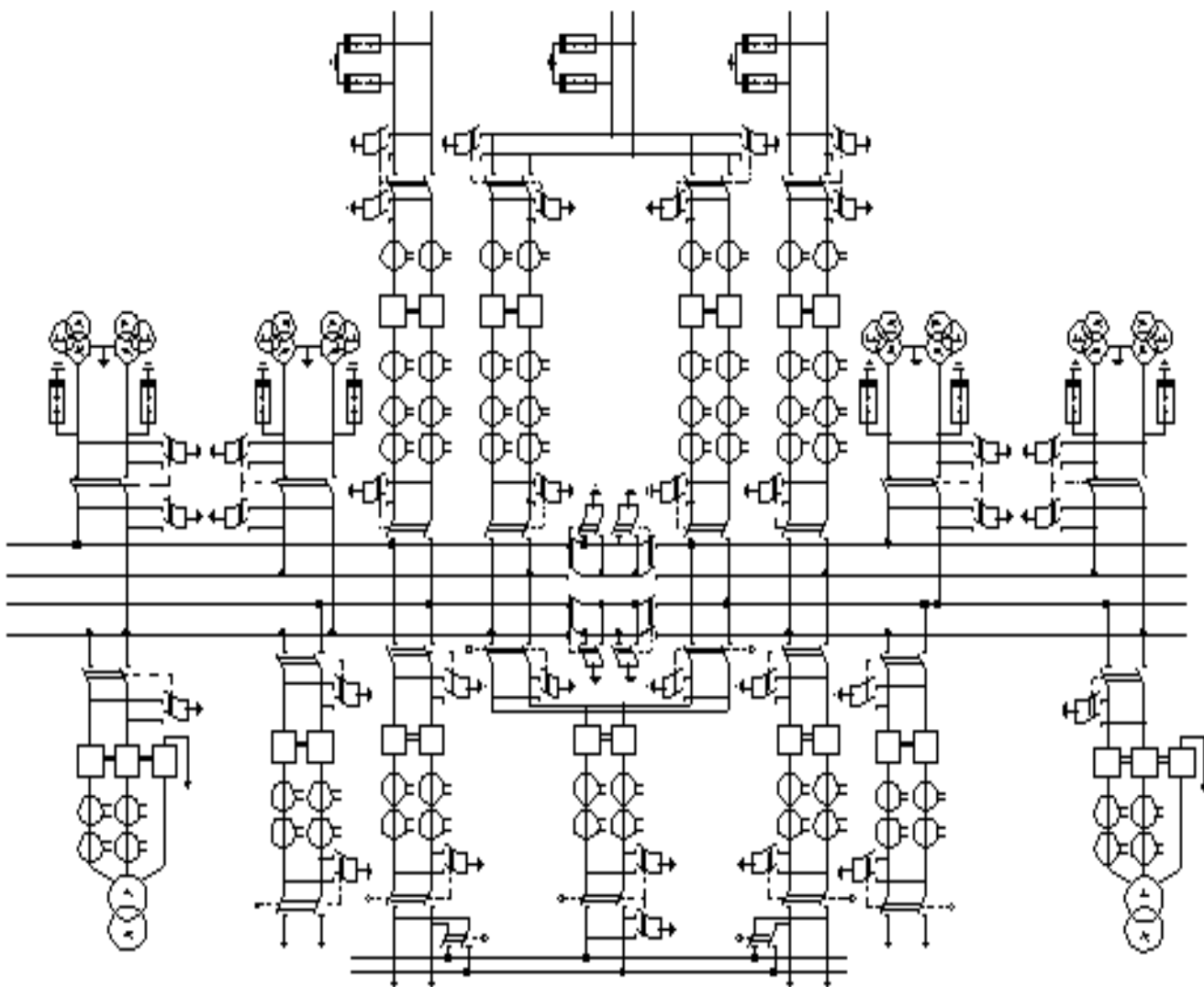


Рис. 23. Схема тяговых ПУ 2 x 27,5 кВ с двухобмоточными трансформаторами

Выбор и проверка оборудования, используемого при разработке схем главных электрических соединений всех типов, производится по установленной методике, излагаемой в [2, 4, 5, 7, 8].

4. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ КОМПОНОВОК РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Распределительное устройство (РУ) представляет собой комплекс аппаратов и устройств, используемых для управления потоком энергии в энергосистеме и для обеспечения надежности ее работы путем создания узла, в котором могут быть установлены автоматические защитные устройства и средства для изменения потоков энергии по различным направлениям.

Любое РУ состоит из подходящих и отходящих присоединений, подключенных к общим шинам. Главным элементом каждого присоединения являются выключатели, разъединители и измерительные трансформаторы. Элементы РУ соединяются между собой по принятой схеме. Имеются широкие возможности разнообразной компоновки отдельных элементов оборудования по отношению друг к другу, даже для одной и той же схемы электрических соединений. Компоновка РУ заключается в оптимальном размещении аппаратов, согласно их назначению и требованиям действующих правил, и соединении их электрически между собой в соответствии с принятой схемой.

Распределительные устройства обычно состоят из ряда аналогичных ячеек, каждая из которых подключена к сборным шинам и содержит выключатель, разъединители и измерительные трансформаторы. Поэтому в большинстве случаев достаточно рассмотреть одну типовую ячейку для РУ каждого напряжения.

Распределительные устройства бывают:

- открытыми, все или основное оборудование которых расположено на открытом воздухе (ОРУ);
- закрытыми, у которых все оборудование расположено в здании (ЗРУ);
- комплектными, состоящими из шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики, измерительными приборами и вспомогательными устройствами, поставляемыми в собранном или полностью подготовленном к сборке виде; они могут быть внутренней (КРУ) или наружной установки (КРУН).

Все электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения и несущие конструкции РУ должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы усилия, нагрев, электрическая дуга или иные сопутствующие явления, вызываемые нормальными условиями работы электроустановки, не могли бы причинить вреда обслуживающему персоналу, а при аварийных условиях не могли повредить окружающие предметы и вызвать КЗ или замыкание на землю. Кроме того, необходимо, чтобы при снятии напряжения с какой-либо цепи относящиеся к ней токоведущие части, аппараты и конструкции могли быть подвергнуты безопасному осмотру, смене и ремонту без нарушения нормальной работы соединённых цепей и была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

При разработке компоновки РУ должны соблюдаться минимальные расстояния от токоведущих частей до различных элементов ОРУ и ЗРУ, приведённые в табл. 6–8 и на рис. 24–37 [7].

Как правило, компоновка РУ должна предусматривать возможность поэтапного развития. При разработке компоновок РУ крайне важно

предусматривать наличие ремонтных зон. Компоную РУ, необходимо ясно представлять, как будут сгруппированы различные элементы оборудования, как они будут изолированы друг от друга, на каком расстоянии от частей, находящихся под напряжением, могут оказываться те или иные элементы и, наконец, насколько принятое размещение оборудования обеспечивает безопасность обслуживающего персонала.

Отделение обесточенного оборудования в ремонтной зоне от соседнего, находящегося под напряжением, возможно либо соблюдением ремонтных расстояний, либо применением заземлённых стационарных защитных ограждений. Первый способ применяется в основном в ОРУ, второй – в ЗРУ.

Таблица 6

Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов ОРУ

№ рисунка	Наименование расстояний	Обозначение	Изоляционные расстояния, мм, для номинального напряжения (до), кВ							
			10	20	35	110	150	220	330	500
24 25 26	От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящимся под напряжением, до заземлённых конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не мене 2 м	Аф-З	200	300	400	900	1300	1800	2500	3750
24 25	Между проводами разных фаз	Аф-ф	220	330	440	1000	1400	2000	2800	4200
26 28 32	От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой 1,6 м, до габаритов транспортируемого оборудования	Б	950	1050	1150	1650	2050	2550	3250	4500
29	Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и не отключённой верхней	В	950	1050	1150	1650	2050	3000	4000	5000
27 33	От не огражденных токоведущих частей до земли или до кровли при наибольшем провисании проводов	Г	2900	3000	3100	3600	4000	4500	5000	6450

Таблица 7

Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов
ОРУ

№ р и- сунка	Наименование расстояний	Обо- значе- ние	Изоляционные расстояния, мм, для номинального напряжения, кВ					
			до 10	20	35	110	150	220
29 30 31 33	Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и не отключённой другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	Д	2200	2300	2400	2900	3300	3800
32	От контакта и ножа разъединителя в отключённом положении до ошиновки, присоединённой ко второму контакту	Ж	240	365	485	1100	1550	2200

Таблица 8

Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов
ЗРУ

№ р и- сунка	Наименование расстояний	Обо- значе- ние	Изоляционные расстояния, мм, для номинального напряжения, кВ							
			3	6	10	20	35	110	150	220
34	От токоведущих частей до заземлённых конструкций и частей зданий	Аф-З	65	90	120	180	290	700	1100	1700
34	Между проводниками разных фаз	Аф-ф	70	100	130	200	320	800	1200	1800
35	От токоведущих частей до сплошных ограждений	Б	95	120	150	210	320	730	1130	1730
36	От токоведущих частей до сетчатых ограждений	В	165	190	220	280	390	800	1200	1800
36	Между неограждёнными токоведущими частями разных цепей	Г	2000	2000	2000	2200	2200	2900	3300	3800
37	От неограждённых токоведущих частей до пола	Д	2500	2500	2500	2700	2700	3400	3700	4200
37	От неограждённых выводов из ЗРУ до земли при выходе их на территорию ОРУ и при отсутствии проезда под выводами	Е	4500	4500	4500	4750	4750	5500	6000	6500
36	От контакта и ножа разъединителя в отключённом положении до ошиновки, присоединённой ко второму контакту	Ж	80	110	150	220	350	900	1300	2000

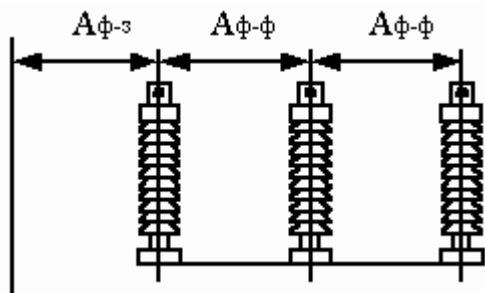


Рис. 24. Наименьшие расстояния в свету при жестких шинах между токоведущими и заземленными частями и между токоведущими частями разных фаз

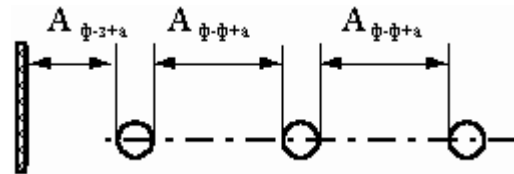


Рис. 25. Наименьшие расстояния в свету при гибких шинах между токоведущими и заземленными частями и между токоведущими частями разных фаз, расположенными в одной горизонтальной плоскости

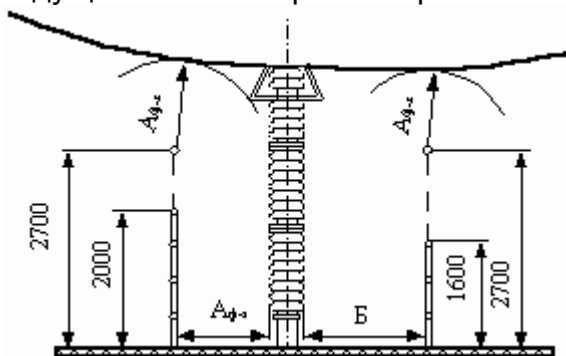


Рис. 26. Наименьшие расстояния от токоведущих частей и элементов изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений

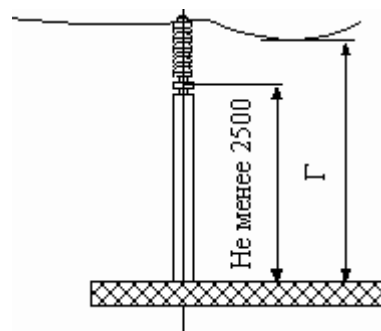


Рис. 27. Наименьшие расстояния от неогражденных токоведущих частей и от нижней кромки фарфора изоляторов до земли

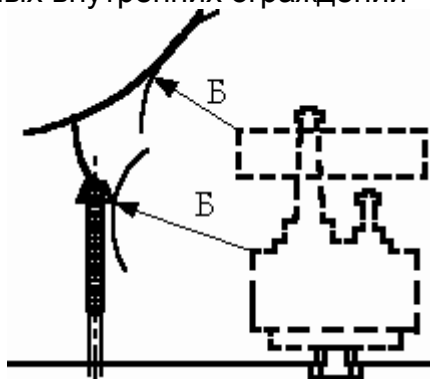


Рис. 28. Наименьшие расстояния от токоведущих частей до транспортируемого оборудования

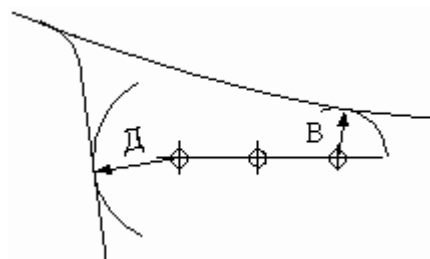


Рис. 29. Наименьшие расстояния между токоведущими частями разных цепей, расположенных в различных плоскостях, с обслуживанием нижней цепи при не отключенной верхней

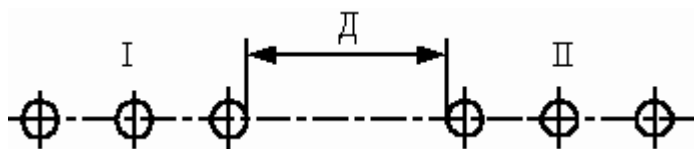


Рис. 30. Наименьшие расстояния по горизонтали между токоведущими частями разных цепей с обслуживанием одной цепи при не отключенной другой

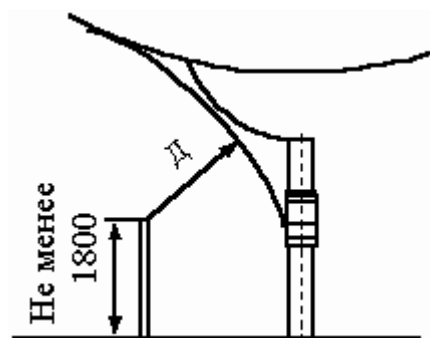


Рис. 31. Наименьшие расстояния от токоведущих частей до верхней кромки внешнего ограждения

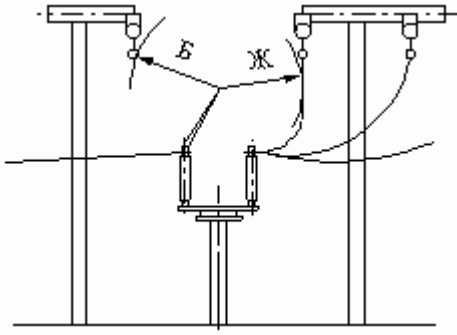


Рис. 32. Наименьшие расстояния от контактов и ножей разъединителей в отключенном положении до заземленных и токоведущих частей

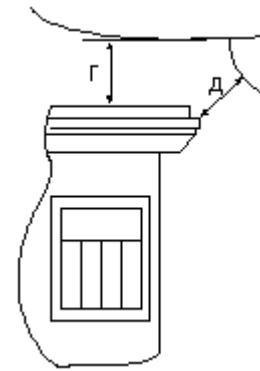


Рис. 33. Наименьшие расстояния между токоведущими частями и зданиями и сооружениями

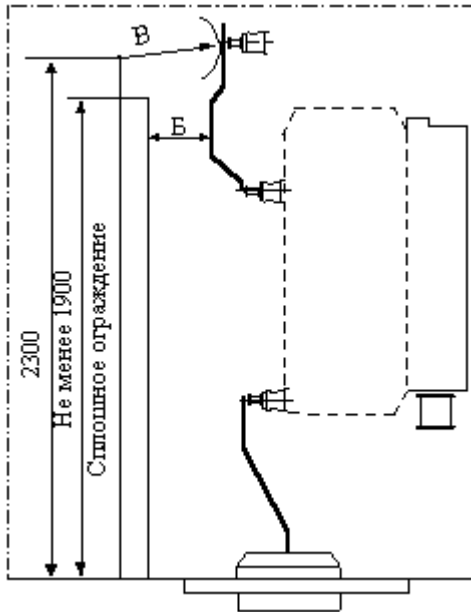


Рис. 35. Наименьшие расстояния между незаизолированными токоведущими частями в ЗРУ и сплошными ограждениями

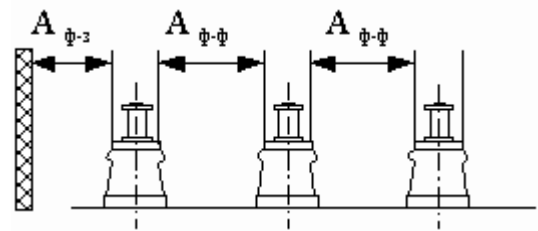


Рис. 34. Наименьшие расстояния в свету между незаизолированными токоведущими частями разных фаз в ЗРУ и между ними и заземленными частями

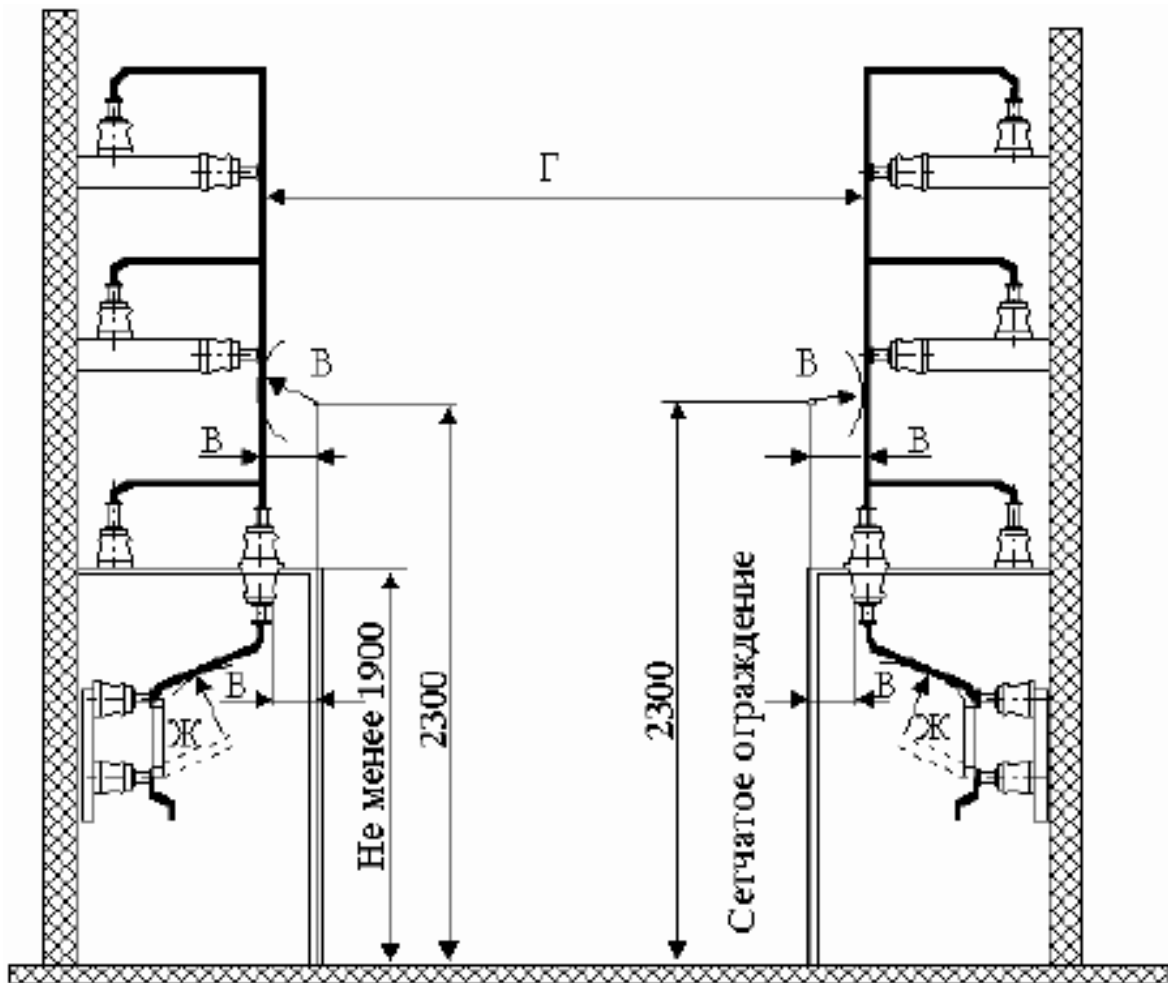


Рис. 36. Наименьшие расстояния от неизолированных токоведущих частей в ЗРУ до сетчатых ограждений и между неогражденными неизолированными токоведущими частями разных цепей

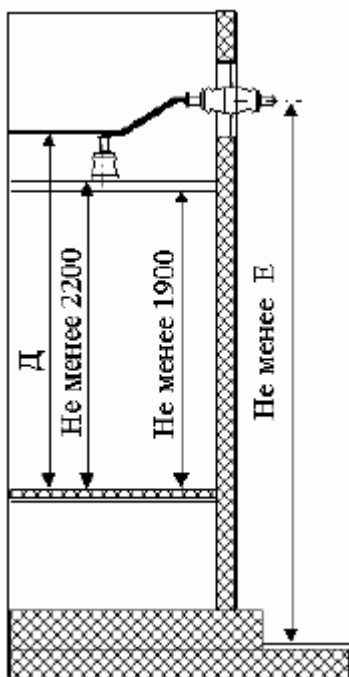


Рис. 37. Наименьшие расстояния от пола до неогражденных неизолированных токоведущих частей и до нижней кромки фарфора изолятора и высота прохода в ЗРУ. Наименьшие расстояния от земли до неогражденных линейных выводов из ЗРУ вне территории ОРУ и при отсутствии проезда транспорта под выводами

Ремонтная зона в первую очередь должна быть создана около выключателя и трансформатора тока. Ремонтные зоны создаются для каждой системы сборных шин (включая обходную) и присоединённых к ней разъединителей, а также для оборудования, присоединённого непосредственно к ВЛ (конденсаторы связи, трансформаторы напряжения, разрядники). Рациональная разбивка на ремонтные зоны приводит к более лёгкому пониманию компоновки, улучшению условий безопасности при ремонте и позволяет уменьшить площадь РУ.

На компоновку ОРУ существенное влияние оказывают конструктивные особенности устанавливаемых в них аппаратов и способы выполнения ошиновки.

Выключатели по конструктивным признакам можно разделить на две группы: выключатели, основным элементом которых является заземлённый бак, заполненный маслом или какой-либо другой изолирующей средой и содержащий все элементы выключателя, находящиеся под напряжением (баковые масляные и элегазовые выключатели) и выключатели, основным элементом которых является одна или несколько камер (модулей), находящихся под напряжением и установленных на колонках изоляторов (маломасляные, вакуумные и воздушные).

Баковые масляные выключатели устанавливаются на низких фундаментах. При проектировании фундаментов под баковые выключатели должны учитываться значительные динамические нагрузки, возникающие при включении и выключении выключателя. Эти нагрузки обычно приводятся в каталогах на выключатели. Под выключателями 110 кВ и выше должен устраиваться маслоприёмник, рассчитанный на приём 80 % масла, содержащегося в одном баке.

Воздушные и маломасляные выключатели устанавливаются на фундаментах, высота которых обеспечивает соблюдение нормативного расстояния до нижней кромки фарфора. При определении взаимного расположения воздушного выключателя и его шкафа управления должны предусматриваться зоны выхлопа гасительных камер.

Трансформаторы тока устанавливаются на фундаментах, обеспечивающих нормированное расстояние до нижней кромки фарфора, а при наличии проезда ремонтных механизмов между выключателем и трансформатором тока – нормируемый габарит по вертикали от механизмов до ошиновки.

Трансформаторы напряжения применяются двух основных типов: электромагнитные и емкостные. Электромагнитные трансформаторы напряжения устанавливаются аналогично трансформаторам тока. Емкостные трансформаторы напряжения состоят из емкостного делителя напряжения, в качестве которого обычно используются конденсаторы связи, и устройства отбора напряжения. Устройства отбора напряжения до 220 кВ

устанавливаются на стойках фундаментов конденсаторов связи. Отбор напряжения от конденсаторов связи 330 и 500 кВ осуществляется устройством, установленном на отдельном фундаменте.

Аппаратура высокочастотной связи состоит из конденсаторов, заградителей и фильтров присоединения. Конденсаторы, присоединённые непосредственно к ВЛ, устанавливаются на изолирующей подставке и заземляются через фильтр присоединения, укрепленный на стойке фундамента. Заградители, которые выполнены в виде многовитковых катушек, включённых последовательно в ВЛ, в зависимости от компоновки ОРУ устанавливаются на конденсаторе связи или на отдельном опорном изоляторе либо подвешиваются на выходных порталах ОРУ.

Разъединители используются в основном только для размыкания цепи без нагрузки, хотя они могут отключать незначительные зарядные токи сборных шин и присоединений, токи холостого хода трансформаторов (при соблюдении ряда ограничивающих условий), а также токи нагрузки, проходящие по параллельным цепям (операции при переводе присоединения с одной системы шин на другую в схеме "две системы шин" или перевод фидера контактной сети на запасной выключатель). Полюс (фаза) разъединителя имеет два зажима, изолированных от земли и удалённых друг от друга на необходимое изоляционное расстояние, которые при включении соединяются ножом.

Конструкции разъединителей отличаются друг от друга в основном только формой выполнения этого ножа и его кинематикой. Он может состоять из одной или двух частей, которые могут вращаться или совершать возвратно-поступательные движения в горизонтальной или вертикальной плоскости.

Наибольшее распространение получили разъединители рубящего типа для напряжений до 20 кВ включительно, а для напряжений 35...500 кВ горизонтально-поворотного типа. Все три фазы разъединителей до 220 кВ включительно обычно устанавливаются на одной общей конструкции и управляются одним общим приводом, исключение составляет ступенчатоклиевая установка разъединителей для ОРУ по схеме "две системы шин". Разъединители 330 кВ и выше устанавливаются пофазно, каждая фаза разъединителя имеет свой самостоятельный привод.

Ошиновка РУ, как правило, выполняется из алюминиевых, сталеалюминевых и стальных проводов, труб и шин профильного сечения. Ошиновка должна:

- пропускать требуемые токи нагрузки, кратковременные токи перегрузки и КЗ;
- выдерживать механические нагрузки, которые создаются собственной массой и атмосферными воздействиями (ветром и гололёдом), усилиями, возникающими при КЗ;

- не допускать возникновения короны при номинальных напряжениях;
- иметь минимальное количество изоляторов;
- быть экономичной.

Гибкая ошиновка выполняется алюминиевыми и сталеалюминевыми проводами. В зависимости от пролёта, провода либо подвешивают между порталами (сборные шины, ячейковые перемычки), либо крепят непосредственно к аппаратам и опорным изоляторам (перемычки между аппаратами с пролетом до 10–15 м). Ответвления и присоединения проводов к аппаратам осуществляются прессуемыми зажимами.

Жёсткая ошиновка выполняется шинами прямоугольного и профильного сечения или трубами. Шины прямоугольного и профильного сечений используются только в РУ 6...20 кВ. Крепление шин к опорным изоляторам осуществляется шинодержателями. Компенсация температурного удлинения шин осуществляется с помощью шинных компенсаторов. Для ошиновки РУ 110 кВ и выше применяются трубы. При выполнении трубчатой ошиновки, кроме компенсации температурного расширения, должны применяться меры, исключающие вибрацию конструкций. Одним из наиболее распространённых способов устранения вибрации является закладка в трубу свободно лежащего многожильного провода. Соединения и ответвления от жёстких шин выполняются сваркой.

Многоамперные токопроводы для соединения обмоток 6...20 кВ трансформаторов и автотрансформаторов, а также синхронных компенсаторов с РУ соответствующего напряжения могут осуществляться с помощью подземных кабелей, шинных мостов (открытых или закрытых), подвесных токопроводов или с помощью закрытых однофазных токопроводов. Кабельные соединения применяются при сравнительно низкой нагрузке, обычно не превышающей 1000 А, когда по пропускной способности достаточно проложить три-четыре кабеля. Шинные мосты применяются для многоканальных соединений внутри РУ как открытых, так и закрытых при токах до 10 кА. В зависимости от тока нагрузки используются плоские шины или шины коробчатого сечения.

Наибольшее распространение на подстанциях получили гибкие подвесные токопроводы, отличающиеся простотой конструкции, минимальным расходом изоляции и экономичностью. Закрытые токопроводы применяются в установках, где есть опасность загрязнения или увлажнения изоляторов и возникновение КЗ приводит к тяжёлым последствиям. Закрытые токопроводы собираются на месте монтажа из секций заводского изготовления.

Изоляция ошиновки и многоамперных токопроводов осуществляется натяжными или подвесными гирляндами изоляторов, а также опорными изоляторами. Натяжные гирлянды изоляторов применяются для крепления гибкой ошиновки и гибких токопроводов к порталам. Как правило, используются одиночные гирлянды изоляторов. Сдвоенные гирлянды

применяются лишь в случаях, когда одиночные гирлянды не удовлетворяют условиям механических нагрузок. Подвесные гирлянды изоляторов применяются для подвески заградителей, фиксации шлейфов и в ряде других случаев. В гирляндах используются, как правило, стеклянные изоляторы.

Опорные изоляторы (шинные опоры) применяются для крепления жёсткой ошиновки и небольших пролётов гибкой ошиновки. Для напряжения 110 кВ и выше шинные опоры собираются из нескольких штыревых или стержневых изоляторов. Нормированная удельная эффективная длина пути утечки изоляции приведена в табл. 9. Количество изоляторов в гирлянде и элементов в опорных изоляторах для различных классов напряжения ОРУ, расположенных в районах с незагрязнённой атмосферой, приведено в табл. 10.

Таблица 9

Нормированная удельная эффективная длина
пути утечки изоляции электрооборудования

Степень загрязнения атмосферы	Л _э , см/кВ (не менее), при номинальном напряжении, кВ	
	35	110...750
I	1,7	1,5
II	1,7	1,5
III	2,25	1,8
IV	2,6	2,25
V	3,5	3,5
VI	4,0	3,5

Количество изоляторов для крепления шин в районах
с незагрязнённой атмосферой

Тип изолятора	Напряжение, кВ							
	6...10	20	35	110	150	220	330	500
ПФ6-Б (ПМ-4.5)	–	3	5	8	10	15	21	30
ПФ6-В	–	3	4	8	10	15	21	30
ПС6-А (ПС-4.5)	–	3	5	9	11	16	23	33
ПС6-Б	–	3	4	8	11	16	22	32
ПС12-А	–	–	–	–	–	–	21	30
ШН-10	1	–	–	–	–	–	–	–
ОНШ-10 (ИШД-10)	1	–	–	–	–	–	–	–
ОНС-10-500	1	–	–	–	–	–	–	–
ОНС-10-2000	1	–	–	–	–	–	–	–
ОНС-20-500	–	1	–	–	–	–	–	–
ОНС-20-2000	–	1	–	–	–	–	–	–
ОНШ-35-1000 (ШТ-35)	–	1	1	3	4	–	–	–
ОНШ-35-2000 (ИШД-35)	–	1	1	3	4	5	–	–
ШО-35	–	–	1	–	–	–	–	–
ШО-110	–	–	–	1	–	–	–	–
ШО-150	–	–	–	–	1	–	–	–
ШО-220	–	–	–	–	–	1	–	–
ШО-330М	–	–	–	–	–	–	1	–
ШО-500М	–	–	–	–	–	–	–	1
ОС-1	–	1	2	5	7	–	–	–

4.1. Типовые компоновки открытых распределительных устройств

Выполнение всё возрастающего объёма электросетевого строительства невозможно без унификации и стандартизации проектных решений и в первую очередь конструкций ОРУ всех напряжений. За последние годы разработана серия типовых проектов ОРУ 35...500 кВ для всей сетки схем. Проекты разработаны для районов с обычными полевыми загрязнениями и при высоте установки не выше 1000 м над уровнем моря с применением

оборудования с изоляцией категории А, выпускаемого отечественной промышленностью.

Типовые проекты разработаны на основании следующих основных принципов:

- максимальная унификация конструктивных элементов ОРУ в отношении расстояния между осями аппаратов и строительных конструкций независимо от типов оборудования высокого напряжения и порталов ошиновки;
- расположение всей аппаратуры на одном уровне;
- применение для ошиновки только гибких проводов, соединение которых осуществляется при помощи ответвительных прессуемых зажимов, а присоединение проводов к аппаратам – с использованием прессуемых аппаратных зажимов;
- размещение проездов и оборудования, обеспечивающее свободное движение механизмов и передвижных лабораторий при ремонтных работах;
- возможность расширения ОРУ как в пределах первоначальной схемы, так и при переходе к другим схемам с однотипным оборудованием;
- порталные конструкции для подвески ошиновки ОРУ 35...330 кВ применяются в двух вариантах: металлические (из стали углового профиля) и из сборного железобетона; в обоих вариантах траверсы порталов однотипные металлические, порталные конструкции ОРУ 500 кВ приняты только в металлическом исполнении; беспортальный приём ВЛ 110 (220) кВ при помощи блоков приёма заводского изготовления, устанавливаемых на железобетонные лежни, в комплектных блочных подстанциях;
- опоры под оборудование ОРУ всех напряжений выполняются из унифицированных железобетонных стоек и свай с металлическими конструкциями сверху для крепления аппаратов;
- унифицированные лежни из сборного железобетона для установки готовых блоков заводского изготовления комплектных блочных подстанций напряжением 35...220 кВ;
- расположение выключателей в ОРУ 35...220 кВ – однорядное, для ОРУ 330 и 500 кВ разработаны варианты компоновки как с однорядным, так и с трехрядным расположением выключателей;
- для ОРУ 110, 220 кВ применяется ступенчато-килевая установка разъединителей одной из системы шин;
- молниезащита осуществляется стержневыми молниеотводами;
- для ОРУ 35...220 кВ по блочным и мостиковым схемам выполнены компоновки без учёта дальнейшего расширения и с учётом дальнейшего расширения.

Основные показатели ОРУ 35...500 кВ приведены в табл. 11.

Основные показатели типовых ОРУ 35-500 кВ

Показатель	Напряжение ОРУ, кВ				
	35	110	220	330	500
Шаг ячейки, м	6	9	15,4	24	31
Длина ячейки, м	30	37	86,5	$\frac{130,3}{201,0}$	$\frac{198,0}{281,5}$
Высота ячейкового портала, м	7,85	11,35	17,0	20,0	26,0
Высота шинного портала, м	6,1	7,85	11,35	12,8	16,5
Максимальное сечение провода, мм ²	3АС-500/27	2АС-200/27	2АС-500/27	2АС-500/27; ПА-500	3АС-500/64; ПА-640; 2ПА-500
Максимальный угол подхода ВЛ к portalу, град.	20	20	10	20	10

Примечание. в числителе показана длина ячейки при однорядном расположении выключателей, в знаменателе – при трёхрядном.

Компоновки ОРУ 110 кВ по типовым схемам приведены в типовом проекте 407-03-539.90 “ОРУ 110 кВ на унифицированных конструкциях”; для использования в курсовых проектах рекомендуются следующие компоновки:

407-03-539.90-ЭЛ2, лист 83 – схема 110-4;
 407-03-539.90-ЭЛ2, лист 85 – схема 110-4н;
 407-03-539.90-ЭЛ2, лист 87 – схема 110-5;
 407-03-539.90-ЭЛ2, лист 89 – схема 110-5н;
 407-03-539.90-ЭЛ2, лист 91 – схема 110-5ан;
 407-03-539.90-ЭЛ2, лист 19,20 – схема 110-12;
 407-03-539.90-ЭЛ2, лист 23,24 – схема 110-13.

Компоновки ОРУ 35 кВ по типовым схемам приведены в типовом проекте 407-03-567.90 “ОРУ 35 кВ на унифицированных конструкциях”; альбом 2 “Электротехническая часть. Планы ОРУ. Ячейки. Узлы”. Для применения в курсовых и дипломных проектах рекомендуется применять компоновку, соответствующую схеме 35-9 и приведенную на чертежах типового проекта 407-03-567.90: ЭП2 – листы 14–18; ЭП2 – листы 19–24; ЭП2 – листы 25–31.

Примеры размещения оборудования для схем 110-12 и 110-13 представлены на рис. 37–41.

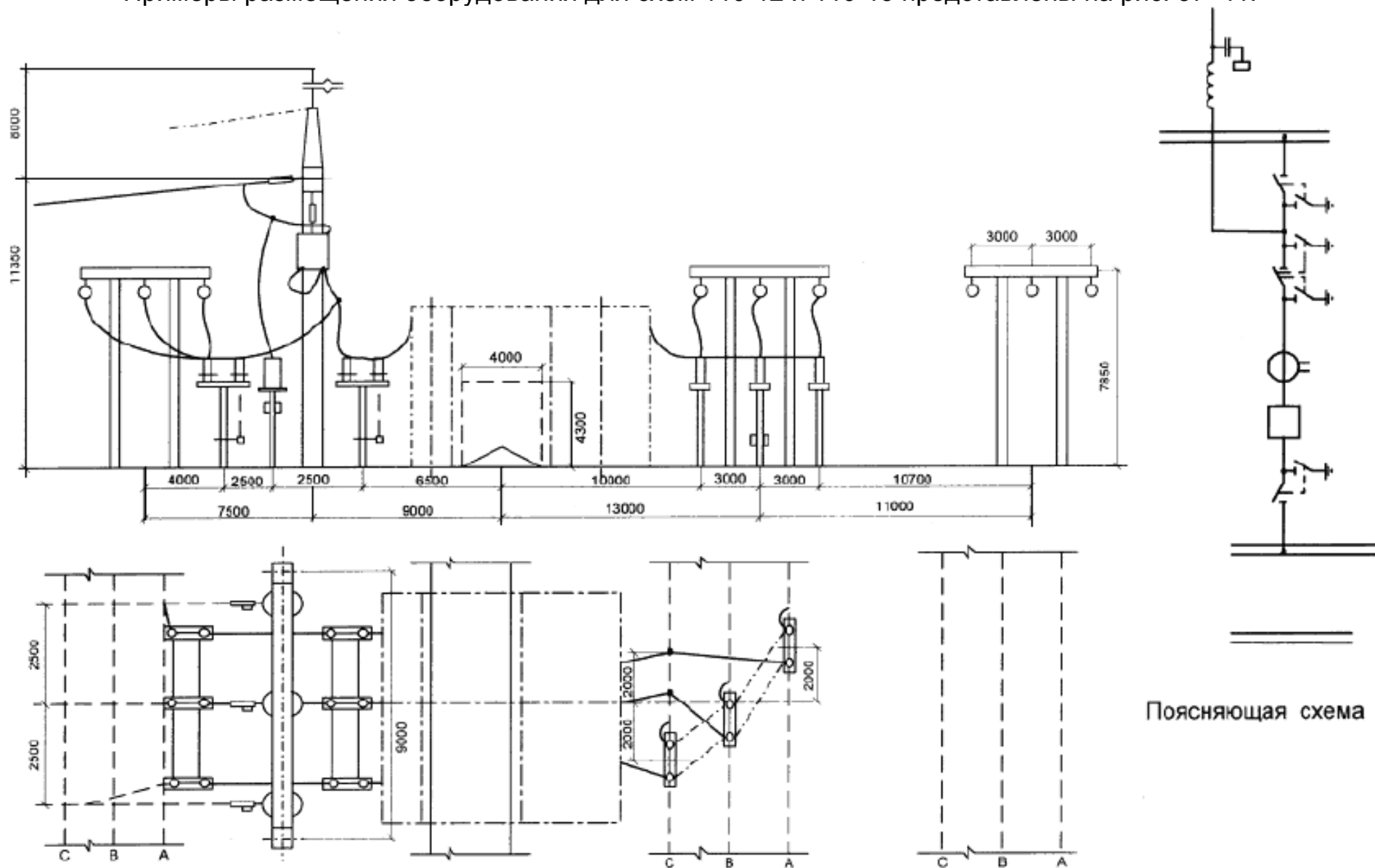


Рис. 37. Разрез и план ячейки ввода по схеме 110-12

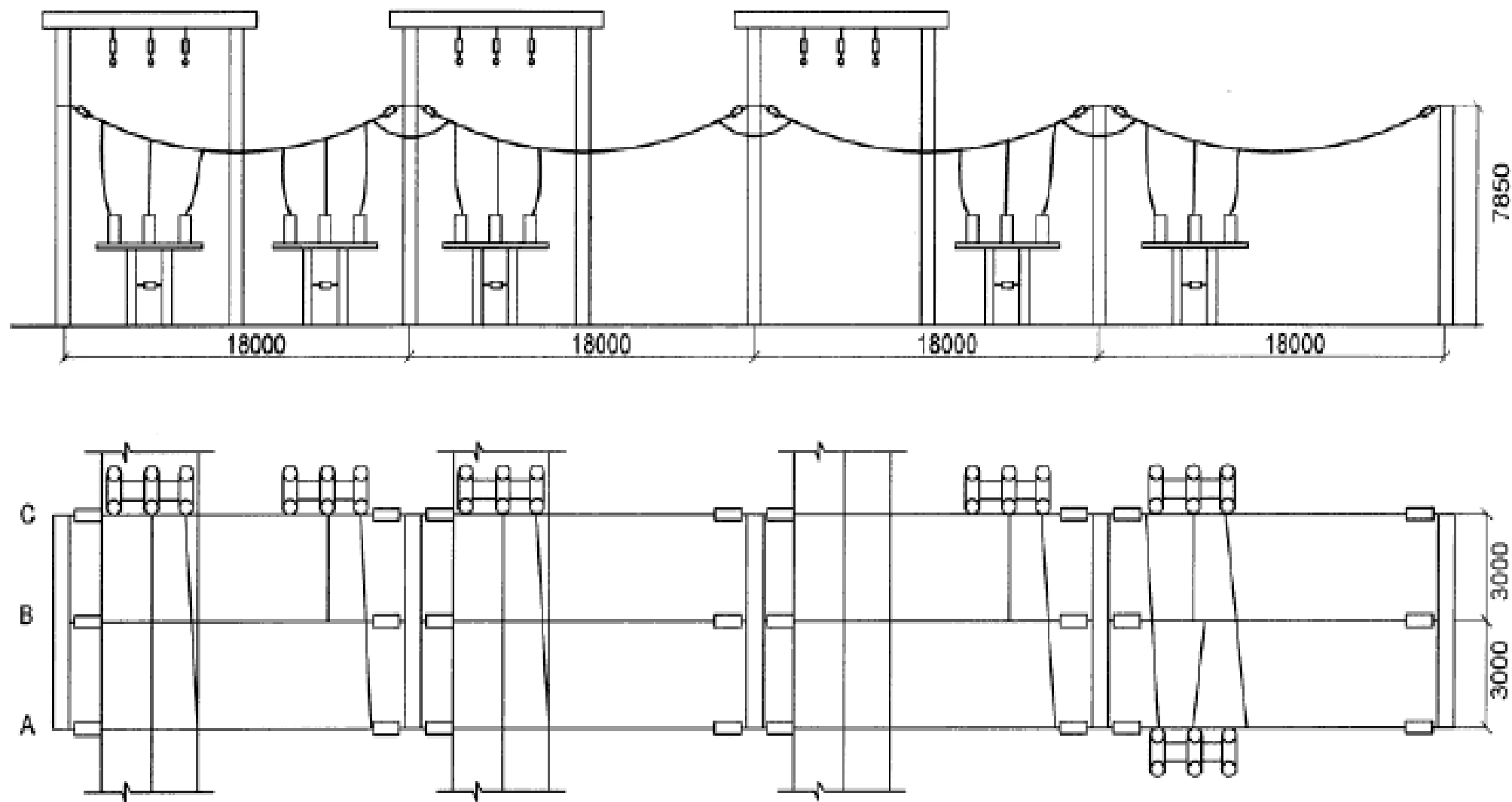


Рис. 38. Сборные шины ОРУ по схеме 110-12

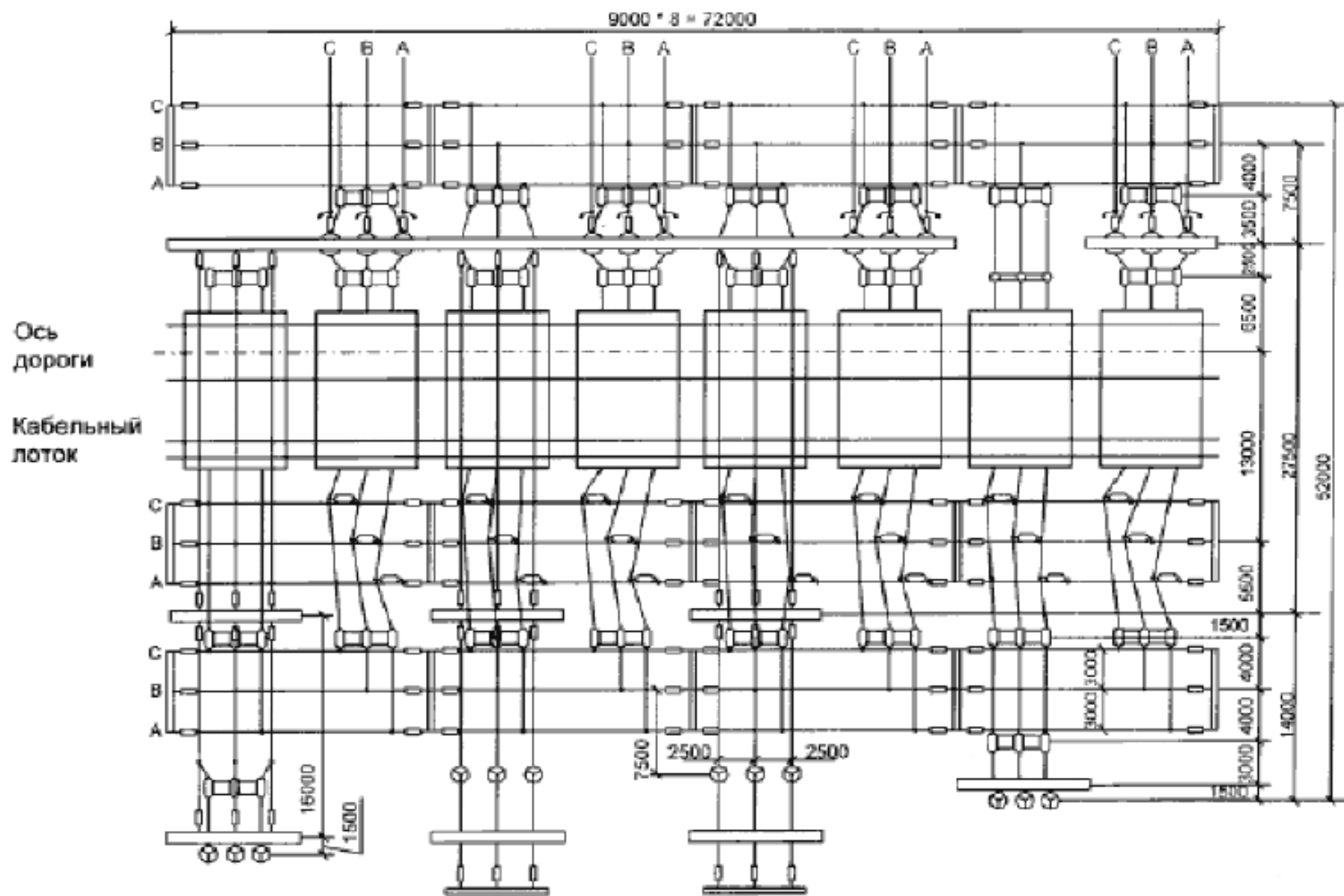


Рис. 39. План ОРУ по схеме 110-13

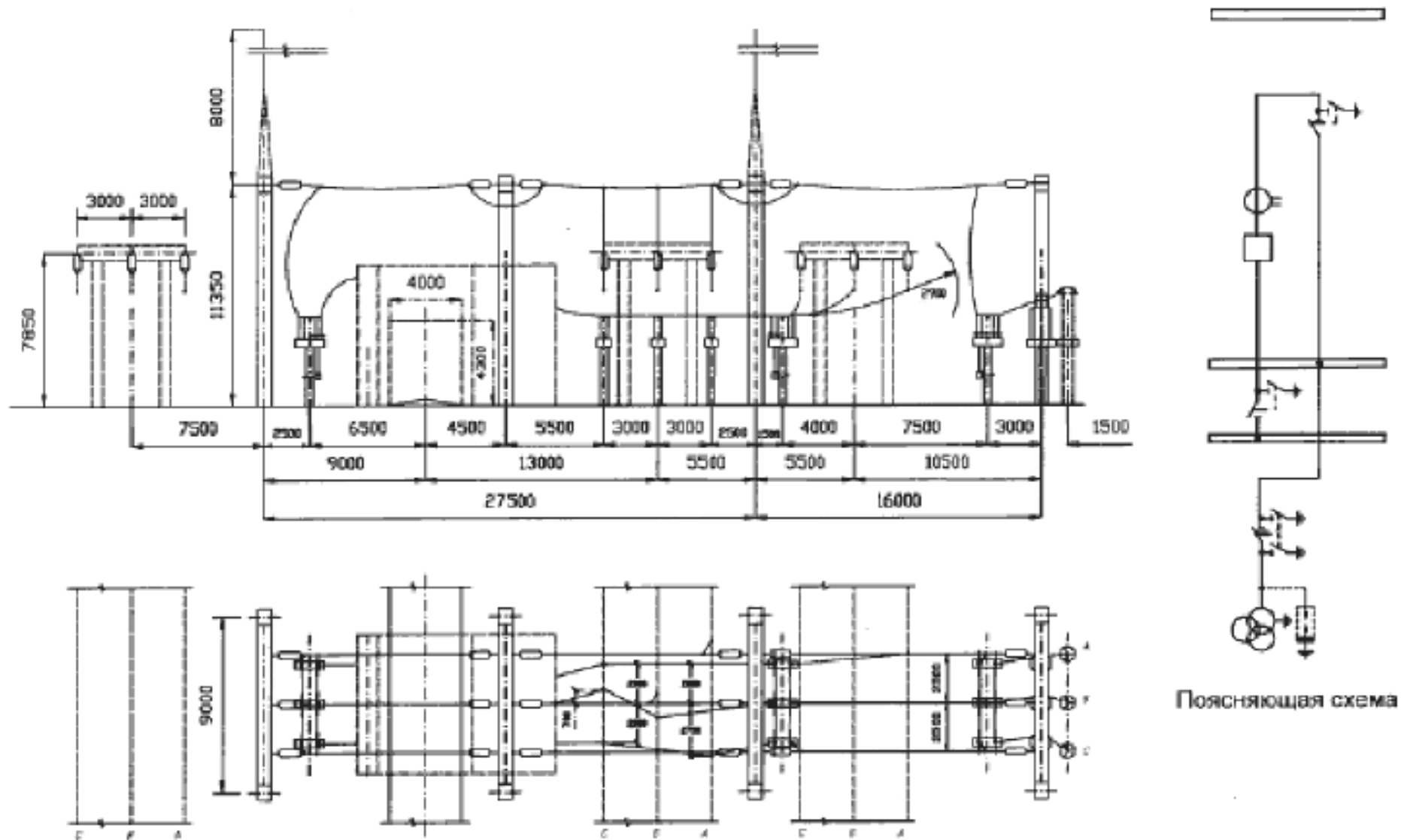


Рис. 40. Ячейка шиносоединительного выключателя и шинных аппаратов ОРУ по схемам 110-12, 110-13

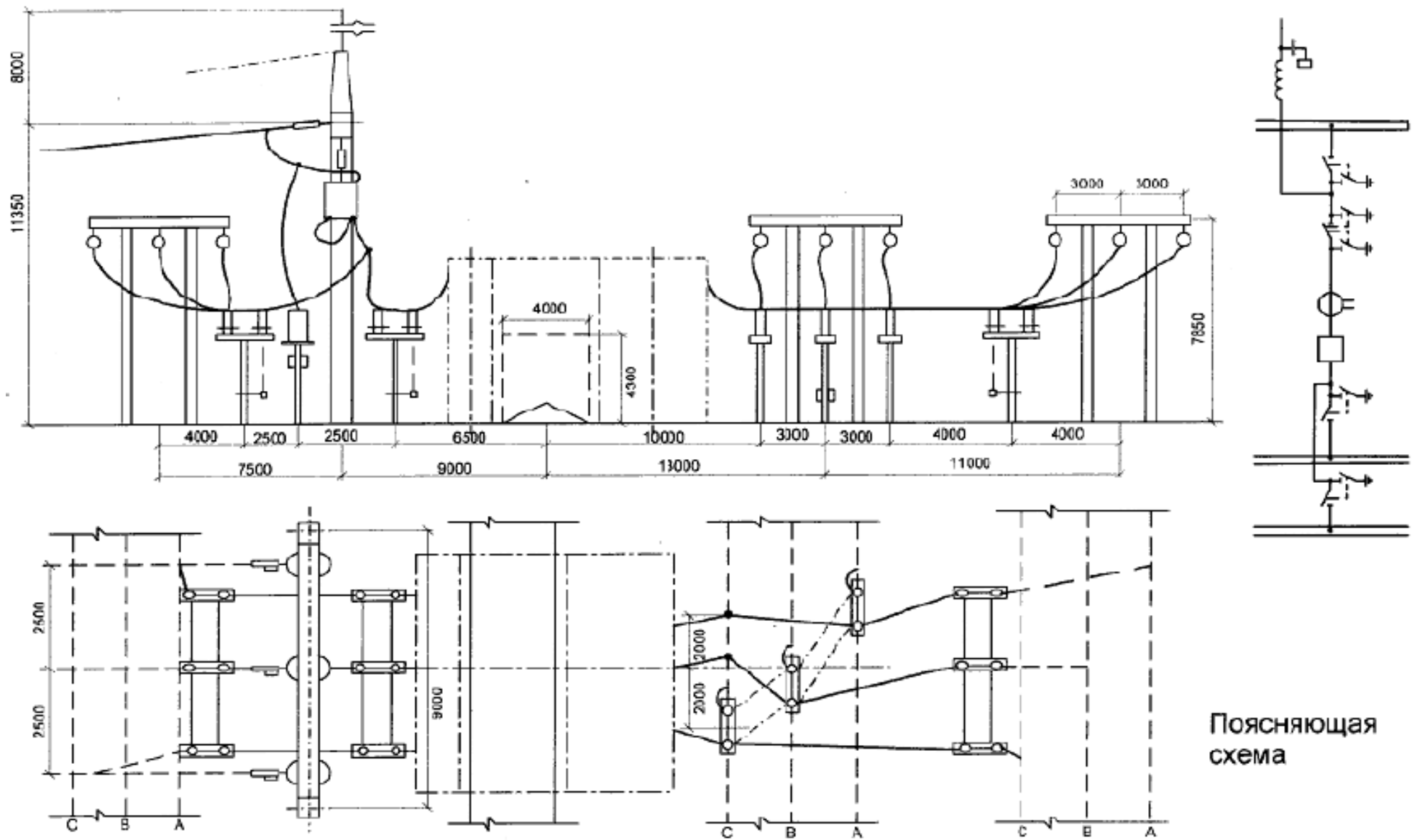


Рис. 41. Разрез и план ячейки ввода по схеме 110-13

4.2. Комплектные распределительные устройства с газовой изоляцией

В последнее время в разных странах широкое распространение получают КРУ 110...500 кВ, заполненные газом, преимущественно шестифтористой серой (SF₆) – элегазом (КРУЭ). Это распределительные устройства, все токоведущие части которых расположены в среде элегаза. В настоящее время КРУЭ выпускаются практически всеми ведущими фирмами на напряжения от 66 до 765 кВ, номинальные токи до 4000 А и на предельные токи отключения до 63 кА.

Применение КРУЭ объясняется целым рядом причин, в том числе большой стоимостью земельных участков, в особенности при сооружении подстанций глубокого ввода на территории промышленных предприятий и в районах крупных жилых массивов, необходимостью сооружения подстанций в районах с загрязнённой атмосферой или плохими климатическими условиями (низкие температуры, туманы, гололёд, близость морских побережий и др.). До последнего времени КРУЭ выполнялись только для внутренней установки, сейчас их изготавливают и для наружной установки.

Несмотря на относительно высокую стоимость, КРУЭ обладают рядом существенных преимуществ перед ОРУ и ЗРУ:

- малой занимаемой площадью и объёмом; так, КРУЭ 110 кВ занимают до 10 раз меньше площади, чем ОРУ, и в 3 раза меньше места, чем ЗРУ типового исполнения;
- отсутствием открытых частей, находящихся под напряжением, что обеспечивает большую безопасность обслуживания;
- отсутствием коронирования и связанные с ним радиопомехи;
- бесшумностью (в случае применения гидравлических приводов).

5. УСТАНОВКА ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕАКТОРОВ

Трансформаторы напряжением до 35 кВ и мощностью до 1000 кВ^А устанавливаются на железобетонных стойках (сваях). Трансформаторы большей мощности устанавливаются на низкий фундамент из сборного железобетона.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1000 кг в единице (одном баке) предусматриваются маслоприёмники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований.

Габариты маслоприёмника должны выступать за габариты единичного электрооборудования не менее:

- 0,6 м – при массе масла до 2 т;
- 1,0 м – при количестве масла от 2 до 10 т;
- 1,5 м – при массе масла от 10 до 50 т;
- 2,0 м – при массе масла более 50 т.

При этом габарит маслоприёмника может быть принят меньшим на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемый от трансформатора на расстоянии менее 2 м.

Объём маслоприёмника должен быть рассчитан на одновременный приём 100 % масла, содержащегося в корпусе трансформатора. Устройство маслоприёмников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприёмника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п. Для трансформаторов (реакторов) мощностью до 10 МВ · А допускается выполнение маслоприёмников без отвода масла. При этом маслоприёмники должны выполняться заглубленными, рассчитанными на полный объём масла, содержащегося в установленном над ними оборудовании, и закрываться металлической решёткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня (толщиной не менее 0,25 м) либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Маслоприёмники с отводом масла могут выполняться как заглубленного типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли), так и незаглубленного типа (дно на уровне окружающей планировки земли). При выполнении заглубленного маслоприёмника устройства бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается требуемый объём маслоприёмника. Незаглубленный маслоприёмник должен выполняться в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не менее 0,25 и не более 0,5 м под уровнем окружающей планировки. Дно маслоприёмника (заглубленного и незаглубленного) должно быть засыпано крупным чистым гравием или промытым гранитным щебнем либо непористым щебнем другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

При единичной мощности трансформаторов или реакторов 63 МВ · А и более напряжением 110 кВ и выше при расстоянии между ними менее 15 м предусматривается установка огнестойкой перегородки, выступающей за габариты трансформатора по ширине на 1 м, высотой не ниже верхней части вводов.

Для крепления ошиновки, как правило, используются типовые порталные конструкции, применяемые в ОРУ соответствующего напряжения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Буткевич Г.В. Дуговые процессы при коммутации электрических цепей. – М: Энергия, 1973. – 260 с.
2. Фоков К.И., Старицин Л.А. Анализ влияния параметров электрической сети на отключающую способность выключателям // Повышение эффективности и надежности систем электроснабжения: Межвуз. сб. науч. тр. – Хабаровск: Изд-во ДВГУПС, 1999. – С. 30–36.
3. Справочник по электрическим аппаратам высокого напряжения / Под ред. В.В. Афанасьева. – Л: Энергоатомиздат, 1987. – 536 с.
4. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под ред. И.А. Боумштейна. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 765 с.
5. Неклепаев Б.Н., Крючков И.С. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 605 с.
6. Рекламн-информационные материалы заводов-изготовителей 1992–1999.
7. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 607 с.
8. Тяговые подстанции: Учебник для вузов ж.-д. Транспорта / Ю.М. Бей, Р.Р. Мамошин, В.Н. Пупынин, М.Г. Шалимов. – М.: Транспорт, 1986. – 319 с.