

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тульский государственный университет»
Факультет систем автоматического управления
(ИВТС им. В.П. Грязева)

Кафедра «Электроэнергетика»

Косырихин В.С., к.т.н., доц. кафедры

КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ
дисциплины

«Электрические станции и подстанции»

Направление подготовки: 140400– «Электроэнергетика и электротехника»

Профиль: «Электроснабжение»

Квалификация (степень) выпускника: 62, бакалавр

Форма обучения – (очная, заочная)

Тула 2015 г.

Рассмотрено на заседании кафедры «Электроэнергетика» ИВТС им. В.П. Грязева
протокол № 10 от "8" декабря 2015 г.

Зав. кафедрой _____ *В.М. Степанов*

Оглавление

ЛЕКЦИЯ № 8	5
4. ДИНАМИЧЕСКОЕ И ТЕРМИЧЕСКОЕ ДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	5
4.1 Динамическое действие токов к.з.	5
4.2 Термическое действие токов к.з.	7
ЛЕКЦИЯ № 9	9
4.3 Ограничение токов короткого замыкания	9
ЛЕКЦИЯ № 10	11
4.4 Реакторы	11
5. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ	13
5.1 Режимы работы электроустановок.	13
ЛЕКЦИЯ №11	14
5.2 Шинные конструкции	14
5.2.1 Выбор шинных конструкций	16
ЛЕКЦИЯ №12	19
5.3 Выбор токопроводов и проводов воздушных линий	19
5.3.1 Выбор кабелей	19
5.4.1 Высоковольтные выключатели	20
5.4.2 Масляные выключатели	22
5.4.3 Воздушные выключатели	24
ЛЕКЦИЯ №13	28
5.4.4 Элегазовые выключатели	28
5.4.5 Электромагнитные выключатели	29
5.4.6 Вакуумные выключатели	30
5.4.7 Выключатель нагрузки	31
5.5 Разъединители	32
5.6 Отделители и короткозамыкатели	34
5.7 Плавкие предохранители	36
ЛЕКЦИЯ №14	38
6. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ	38
ЛЕКЦИЯ №15	41
ЛЕКЦИЯ №16	43
ЛЕКЦИЯ №17	46
7. ГЛАВНЫЕ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ	46
7.1 Виды главных схем	47

7.2 Одна рабочая система шин, секционированная выключателем	47
7.3 Блочные схемы	48
7.4 Мостиковые схемы	48
7.5 Схема квадрата	49
7.6 Одна рабочая система шин с обходной	50
7.7 Две рабочие системы шин с обходной	50
7.8 Схемы 3/2 и 4/3	52
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	53

ЛЕКЦИЯ № 8

4. ДИНАМИЧЕСКОЕ И ТЕРМИЧЕСКОЕ ДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

4.1 Динамическое действие токов к.з.

Токоведущие части любой электроустановки или отдельных аппаратов взаимодействуют между собой. Если в нормальных режимах работы электродинамические усилия незначительны, то в режиме короткого замыкания, когда токи возрастают в десятки раз, динамические усилия могут вызвать механическое повреждение в шинных конструкциях и аппаратах.

Электродинамическая сила взаимодействия между двумя параллельными проводниками

$$F = 2 \cdot 10^{-7} \cdot k_{\phi} \cdot i_1 \cdot i_2 \cdot \frac{l}{a},$$

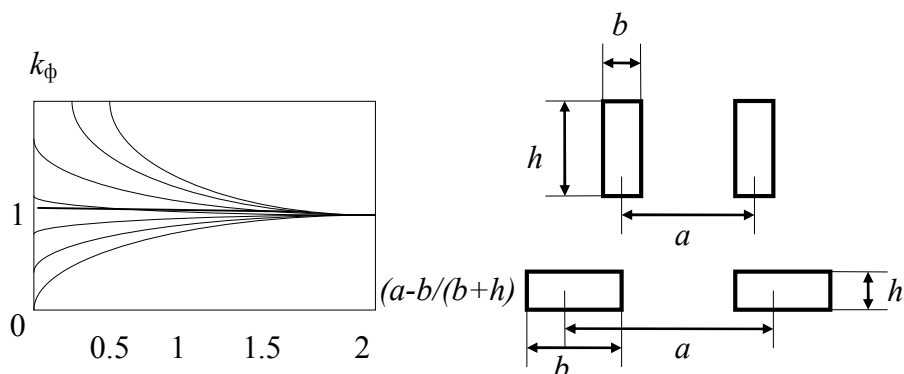
где i_1, i_2 - мгновенные значения токов в проводниках, А;

l - длина проводников, м

a - расстояние между осями проводников, (м);

k_{ϕ} - коэффициент формы.

Коэффициент формы зависит от формы сечения проводников и их взаимного расположения. Для проводников круглого и трубчатого сечения можно считать ток сосредоточенным в их геометрической оси и k_{ϕ} . Для шин прямоугольного сечения k_{ϕ} может быть принят равным единице, если сечение мало, по сравнению с расстоянием между проводниками. При расчете ЭДУ между проводниками (шинами) разных фаз можно считать $k_{\phi} = 1$. Если расстояние между шинами прямоугольного или коробчатого сечений мало (например, если фаза состоит из нескольких полос), коэффициент формы определяется по экспериментальным кривым.



Если расстояние в свету между шинами $(a - b)$ больше периметра $2 \cdot (b + h)$, то $k_{\phi} \approx 1$.

В сетях трехфазного тока ЭДУ изменяются во времени по значению и направлению. При токе 2-х фазного к.з. (влиянием третьей неповрежденной фазы пренебрегают)

$$F^{(2)} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot k_{\phi} \cdot [i_y^{(2)}]^2 \cdot \frac{l}{a},$$

где $i_y^{(2)}$ - ударный ток 2-х фазного к.з., кА.

При токе 3х-фазного к.з. в наиболее тяжелых условиях находится средняя фаза. На нее действует сила

$$F^{(3)} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot k_{\phi} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot [i_y^{(3)}]^2.$$

Для предотвращения механических повреждений от воздействия ЭДУ при к.з. в сети все элементы электроустановок должны обладать достаточной электродинамической стойкостью.

Под **электродинамической стойкостью** понимают способность аппаратов или проводников выдерживать механические усилия при протекании токов к.з. без деформаций, препятствующих их дальнейшей эксплуатации.

Для **аппаратов** электродинамическая стойкость задается мгновенным значением тока электродинамической стойкости $i_{дин}$. Электродинамическая стойкость обеспечивается, если

$$i_{дин} \geq i_y^{(3)}.$$

Для **жестких шин** рассчитывается механическое напряжение в материале шин при к.з. Критерием стойкости является условие

$$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}.$$

На электродинамическую стойкость не проверяются аппараты и проводники:

- защищенные предохранителями;
- цепей ТН в отдельной камере;
- гибкие шины.

4.2 Термическое действие токов к.з.

Для каждого элемента электроустановки нормами устанавливаются допустимые температуры нагрева, выше которых он не должен нагреваться в заданных условиях работы. При этом различают два режима:

- длительный нагрев током нормального режима;
- кратковременный режим нагрева током к.з.

Поскольку режим к.з. ограничивается по времени (не более 3 секунд), допускается более высокая температура нагрева, чем в длительном режиме.

Температура нагрева проводника складывается из двух составляющих:

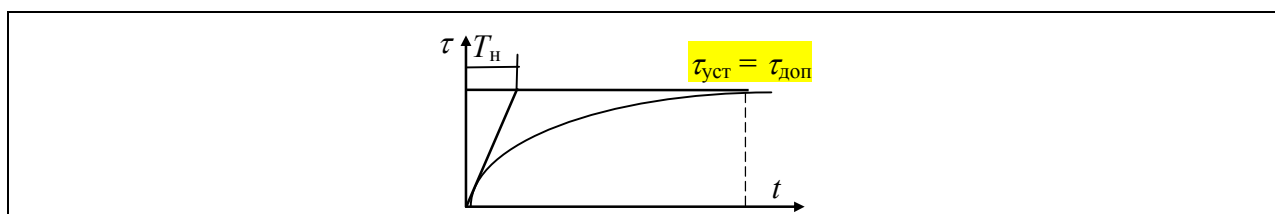
$$\theta = \theta_0 + \tau,$$

где θ_0 - температура окружающей среды;

τ - перепад температуры нагретого проводника и окружающей среды.

В длительном режиме нагрева изменение температуры происходит в соответствии с уравнением:

$$\tau = \tau_{уст} \cdot \left(1 - e^{-t/T_n} \right),$$



где $\tau_{уст}$ - установившееся значение перепада температуры ($\tau_{уст} = \tau_{доп}$);

T_n - постоянная нагрева проводника.

Для длительного режима работы условием нормальной работы является:

$$\theta \leq \theta_{доп} \quad \text{или} \quad \tau \leq \tau_{доп}.$$

В режиме короткого замыкания токи возрастают в 10 – 20 раз, при этом нагрев возрастает в 100-400 раз, а теплоотдача изменяется незначительно. Поэтому процесс можно считать адиабатическим, когда все тепло идет на нагрев проводника без отдачи в окружающую среду.

Количество тепла, выделенного в проводнике в режиме к.з., пропорционально импульсу квадратичного тока к.з. (тепловому импульсу)

$$B_k = \int_0^{t_{откл}} I_{k,t}^2 \cdot dt,$$

где $I_{k,t}$ - действующее значение тока в момент к.з.

В практических расчетах B_k определяют упрощенно

$$B_k = I_{п,о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a).$$

Время действия тока к.з. ($t_{откл}$) складывается из времени действия основной релейной защиты ($t_{рз}$) и полного времени отключения выключателя ($t_{откл_в}$):

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{откл_в}.$$

При **выборе электрических аппаратов** используются указанные заводом-изготовителем данные о гарантированных значениях времени $t_{терм}$ и среднеквадратичного тока $I_{терм}$, которые выдерживаются аппаратом без повреждений. Условие проверки термической стойкости:

$$B \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}.$$

При **выборе проводников** условием проверки на термическую стойкость является

$$\theta_{кз} \leq \theta_{кз_{доп}}.$$

Для проверки необходимо определить температуру ($\theta_{кз}$) проводника в конце режима к.з., что достаточно сложно. Для упрощения расчетов по проверке термической стойкости проводников можно использовать понятие минимального сечения проводника

$$S_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C},$$

где C - коэффициент, который приводится для проводов, шин и кабелей в справочной литературе.

Проводник термически стоек к току короткого замыкания, если

$$S \geq S_{min}.$$

ЛЕКЦИЯ №9

4.3 Ограничение токов короткого замыкания

Максимальный уровень токов короткого замыкания ограничивается отключающей способностью выключателей или термической стойкостью кабелей. Искусственное ограничение токов короткого замыкания позволяет применять более легкие и дешевые аппараты и токоведущие части меньшего сечения.

Большинство выключателей имеют предельный ток отключения ($I_{\text{откл}_\text{ном}}$), равный 40 кА. Если ток короткого замыкания превышает $I_{\text{откл}_\text{ном}}$, необходимо его ограничение. Если ток короткого замыкания меньше $I_{\text{откл}_\text{ном}}$, целесообразность ограничения определяется технико-экономическими расчетами.

Ограничение тока короткого замыкания достигается увеличением сопротивления сетей путем:

- осуществления раздельной работы питающих агрегатов, трансформаторов и линий электропередачи;
- включения в цепи дополнительных сопротивлений.

Ограничение токов к.з. обычно осуществляется в две ступени:

- на электростанциях с помощью секционных реакторов (СР) и трансформаторов с расщепленными обмотками ток к.з. ограничивается до экономически целесообразных для станций значений;
- в распределительных сетях с помощью схемных решений (раздельной работы трансформаторов и ЛЭП), линейных реакторов (ЛР) и трансформаторов с расщепленными обмотками токи к.з. ограничиваются до значений, экономически целесообразных для сетей.

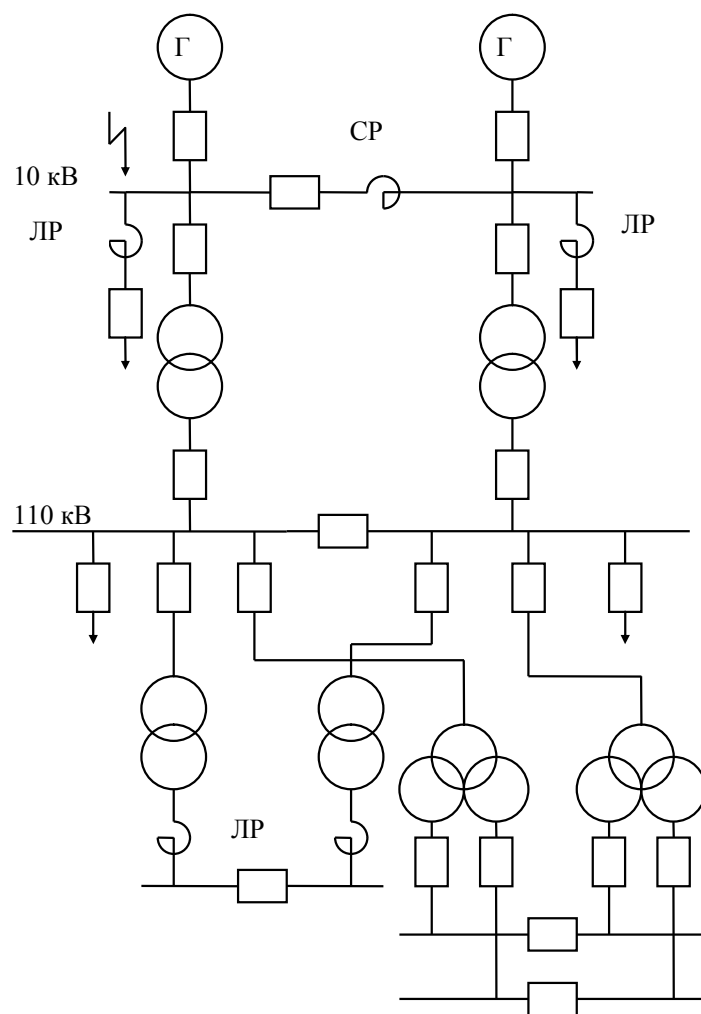


Рисунок 4.1. Пример использования способов ограничения токов короткого замыкания

ЛЕКЦИЯ №10

4.4 Реакторы

Реакторы являются специальным средством ограничения токов к.з. Они представляют из себя индуктивное сопротивление, включаемое последовательно в каждую фазу цепи, Конструктивно - это катушка с малым активным сопротивлением без сердечника.

Реакторы устанавливаются в сетях 6 - 10 кВ (иногда 35кВ и выше).

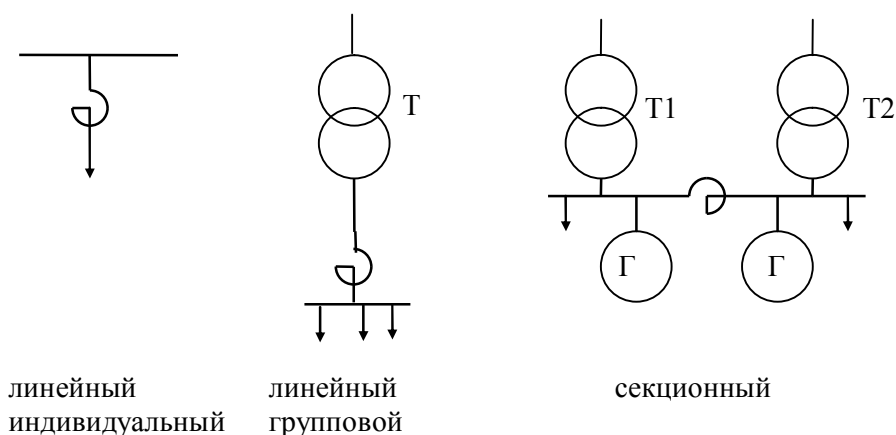


Рисунок 4.2. Схемы включения реакторов

Основными параметрами реакторов являются:

- номинальное напряжение $U_{\text{рном}}$, кВ;
- номинальный ток $I_{\text{рном}}$, А;
- номинальное сопротивление $X_{\text{рном}}$, Ом.

Иногда в справочниках приводится:

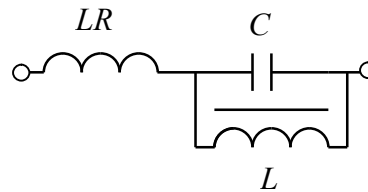
$$x_p \% = \frac{x_p \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{рном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100.$$

Увеличение сопротивления желательно для уменьшения тока короткого замыкания, но ограничивается увеличением потерь напряжения и мощности в нормальном режиме работы. Потеря напряжения :

$$\Delta U_p \% = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot \sin \varphi}{U_{\text{ном}}} \cdot 100.$$

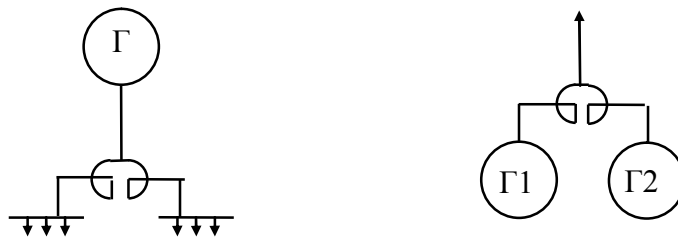
Допустимая потеря напряжения в линейном реакторе составляет 1,5 - 2 %. Для секционного реактора таких ограничений нет и его сопротивление

может быть увеличено. Когда все же требуется значительное сопротивление для ограничения тока к.з. применяют БТУ (безинерционные токоограничивающие устройства).



Реактор (LR) и емкость (C) резонансно настроены (результатирующее сопротивление близко к нулю). Индуктивность (L) в нормальном режиме имеет большое сопротивление и ток через нее мал. При к.з. ток через емкость увеличивается, увеличивается падение напряжения ΔU на емкости и увеличивается напряжение, приложенное к L , увеличивается ток через индуктивность, сердечник её насыщается и емкость закорачивается. Ток к.з. при этом ограничивается полным сопротивлением реактора LR .

Для уменьшения падения напряжения в нормальном режиме и ограничения тока к.з. применяют также сведенные реакторы (с дополнительным выводом от средней точки обмотки). Схемы включения сведенных реакторов:



Выбор реакторов осуществляется в соответствии с условиями:

$$U_{\text{ном}_p} \geq U_{\text{ном}_\text{сети}};$$

$$I_{\text{ном}_p} \geq I_{\text{раб}_\text{max}};$$

$$x_p \geq x_{\text{р}_\text{треб}}.$$

Требуемое сопротивление реактора ($x_{\text{р}_\text{треб}}$) определяется, исходя из необходимого ограничения уровня токов к.з. Обычно этим условием является отключающая способность выключателя ($I_{\text{откл}_B}$).

Если известно начальное значение периодической составляющей тока к.з. $I_{\text{п},0}$ и $I_{\text{п},0} \geq I_{\text{откл}_B}$, необходимо установить реактор, обеспечивающий снижение тока до $I_{\text{откл}_B}$.

До установки реактора

$$I_{п,о} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot x_k},$$

где x_k - сопротивление цепи до точки короткого замыкания;

Чтобы $I_{п,о}$ было равно $I_{отклв}$ сопротивление должно быть

$$x'_k = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot I_{отклв}}.$$

Разность

$$x'_k - x_k = x_{\text{трѐб}}.$$

5. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

5.1 Режимы работы электроустановок.

Продолжительный (длительный) режим работы - режим, при котором токоведущие части установки или аппарата достигают установившейся температуры при неизменной температуре окружающей среды.

Продолжительный режим работы имеет место в одном из следующих режимов: нормальном, ремонтном, послеаварийном.

Нормальный режим - режим, при котором все параметры установки или ее частей не выходят за пределы, допустимые при заданных условиях эксплуатации. При этом функционируют все элементы без отключений и перегрузок. Режим характеризуется наибольшим током нормального режима $I_{\text{норм.}}$.

Ремонтный режим - режим плановых ремонтов (профилактических, капитальных). При этом часть элементов установки отключена, а оставшиеся в работе элементы подвержены перегрузке. Этот режим характеризуется током $I_{\text{рем.}}$.

Послеаварийный режим - режим, при котором часть элементов вышла из строя или выведена в ремонт (внеплановый) вследствие аварийного отключения. Оставшиеся элементы могут быть нагружены до $I_{\text{пав.}}$.

Таким образом, продолжительный режим работы характеризуется токами: $I_{\text{норм.}}$ - наибольший ток нормального режима работы;

$I_{\text{мах.}}$ - наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима.

Эти токи и являются расчетными для выбора проводника и аппаратов.

ЛЕКЦИЯ №11

5.2 Шинные конструкции

Шинной конструкцией называют систему **неизолированных** проводников, укрепленных с помощью изоляторов. Неизолированные проводники дешевле, обладают большей нагрузочной способностью, проще в монтаже и эксплуатации.

В установках всех напряжений применяют, как правило, алюминиевые шины.

В установках до 35 кВ включительно применяют **жесткие** шины прямоугольного, трубчатого и коробчатого сечения (см. рис.5.1).

Алюминиевые шины прямоугольного сечения выполняют с соотношением размеров поперечного сечения b/h от 1/16 до 1/12. Шины сечения более $(120 \times 10) \text{ мм}^2$ не обеспечивают необходимой механической прочности и сложны в монтаже.

На большие токи шины выполняют многополосными из двух и более полос на фазу с прокладками между полосами (равными толщине шины).

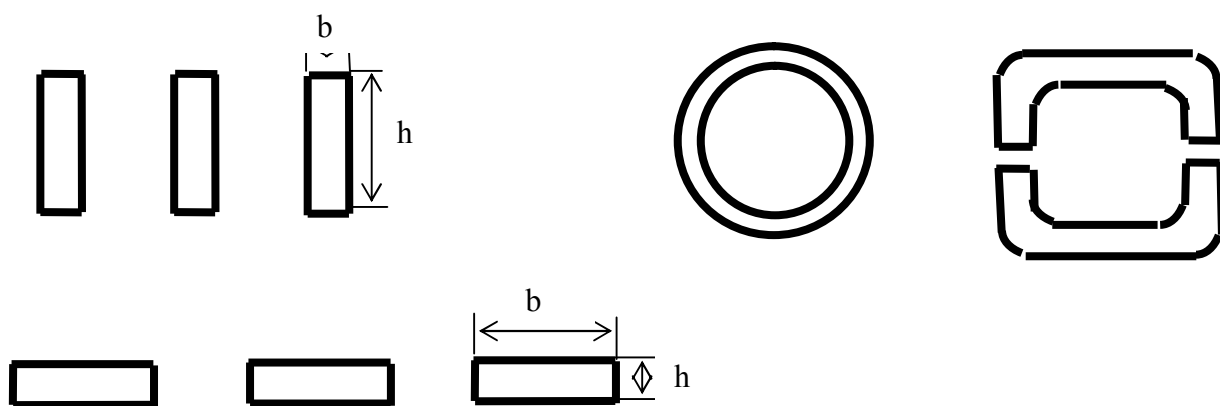


Рисунок 5.1 – Формы сечения жестких шин

Как правило, выполняют не более двух полос в фазе (редко три), т.к. с возрастанием числа полос нагрузочная способность возрастает меньше чем увеличение расхода металла из-за влияния эффекта близости. Кроме того, возникают значительные ЭДУ между полосами при коротких замыканиях.

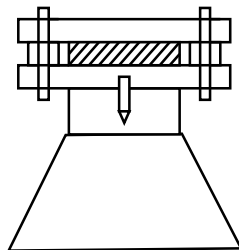
На большие токи применяют также шины коробчатого и трубчатого сечения. С точки зрения охлаждения предпочтительны лучше шины коробчатого сечения, т.к. теплоотдача осуществляется и с внутренней поверхности. Трубчатые шины сложнее в монтаже, поэтому мало применяются в установках до 35 кВ. Трубчатые шины применяются в электроустановках напряжением 110 кВ и выше, так как шины

прямоугольного и коробчатого сечения в этом случае применять нельзя вследствие их интенсивного коронирования.

Жесткие шины окрашиваются эмалевыми красками: фаза А – желтым цветом, В - зеленым, С- красным, 0- белым при изолированной нейтрали или фиолетовым при заземленной нейтрали.

Гибкие шины применяются в распределительных устройствах всех напряжений. Гибкие шины выполняются из многопроволочных алюминиевых (А) или сталеалюминиевых (АС) проводов. На большие токи и в РУ 330 кВ и выше каждая фаза расщепляется на 2, 3 или 4 провода, что уменьшает потери коронного разряда.

Жесткие шины крепятся на **опорных изоляторах** между двумя планками, стянутыми стальными шпильками. Нижняя стальная планка с помощью винта жестко закреплена на головке изолятора. Верхняя планка выполняется из немагнитного чугуна или цветного металла для уменьшения потерь от вихревых токов.



Крепление шин на изоляторах может быть жестким или свободным. Для свободного крепления устанавливаются распорные трубки, которые позволяют шине перемещаться продольно. Жесткое крепление выполняют через каждые 30 метров. Между точками жесткого крепления устанавливают шинные компенсаторы из гибких алюминиевых полос.

Для крепления гибких шин применяются **штыревые и подвесные изоляторы**.

Для прохода шин через стены, перекрытия и перегородки применяют **проходные изоляторы, линейные (маслонаполненные или газонаполненные) вводы**.

Изоляторы выполняют из закаленного стекла или фарфора.

Изоляторы должны обеспечивать достаточную электрическую и механическую прочность. Электрическая прочность зависит от состояния поверхности. Поэтому изоляторы для внутренней установки (закрытых РУ) имеют гладкую поверхность, для наружной установки - ребристую. Чем выше напряжение, тем выше высота опорных изоляторов или количество подвесных изоляторов.

Механическая прочность характеризуется величиной разрушающей электромеханической нагрузки $F_{\text{разр}}$. Чем выше $F_{\text{разр}}$, тем массивнее изоляторы, больше их диаметр.

5.2.1 Выбор шинных конструкций

Форма и сечение шин стандартизированы. Поэтому выбор шин состоит в подборе наиболее подходящих шин по форме и сечению (S).

Сечение сборных шины и ошиновок РУ всех напряжений выбирается по нагреву при протекании длительного максимального тока нагрузки (в ремонтном или послеаварийном режиме):

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}},$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток выбранного стандартного сечения шин с учетом поправок на расположение шин и температуру воздуха (θ_0), если последняя отлична от номинальной ($\theta_{0\text{ном}} = 25^\circ \text{C}$)

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп}_{\text{ном}}} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_0}{\theta_{\text{доп}} - \theta_{0\text{ном}}}},$$

где $I_{\text{доп}_{\text{ном}}}$ – допустимый ток при номинальной температуре окружающего воздуха;

$\theta_{\text{доп}}$ – допустимая температура проводника в длительном режиме.

Далее выбранные шины проверяются на термическую и динамическую стойкость к току короткого замыкания, а шины РУ напряжений 110 кВ и выше дополнительно проверяются по условию **коронирования**. Так как в РУ 110 кВ, как правило, применяют гибкие шины (провода), их проверка по условию коронирования осуществляется по минимально допустимому сечению для заданного напряжения ($S_{\text{минкор}}$):

$$S_{\text{минкор}} \leq S.$$

На **термическую** стойкость к токам короткого замыкания проверяют жесткие и гибкие шины **закрытых** распределительных устройств. Условие термической стойкости:

$$\theta_{\text{КЗ}} \leq \theta_{\text{КЗ}_{\text{доп}}} \quad \text{или} \quad S_{\text{мин}_{\text{терм}}} \leq S,$$

где $\theta_{\text{КЗ}}$ – температура нагрева проводника током короткого замыкания;

$\theta_{\text{КЗ}_{\text{доп}}}$ – допустимая температура нагрева током короткого замыкания;

$S_{\text{мин}_{\text{терм}}}$ – минимальное сечение проводника по условию термической стойкости.

На **динамическую** стойкость к токам короткого замыкания проверяют **жесткие** шины. Условие динамической стойкости:

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп},$$

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W},$$

где $\sigma_{расч}$ - расчетное механическое напряжение в материале шины;

$\sigma_{доп}$ - допустимое напряжение;

M - изгибающий момент;

W -момент сопротивления шины относительно оси перпендикулярной действию изгибающего усилия. (см. таблицу).

Изгибающий момент.

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10},$$

где l - длина пролета между опорными изоляторами;

f – электродинамическое усилие, равномерно распределенное по длине пролета $f=F/l$.

Момент сопротивления (W)поперечного сечения шины определяется ее геометрическими размерами по формулам, приведенным в [].

Принципы определения ЭДУ между параллельными проводниками (F)были рассмотрены в разделе 4.

Механический расчет производится без учета механических колебаний шин при резонансе. Шины обычно выполняются таким образом, чтобы частота их собственных колебаний f_0 превышала 200Гц, что гарантирует отсутствие резонанса. Из этого условия выбирают длину пролета, используя формулу

$$f_0 = \frac{173.2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{S}},$$

где l - длина пролета, м;

S -сечение, см²;

J -момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей усилия, см⁴.

Гибкие шины проверяют на электродинамическое действие токов короткого замыкания, если $I_{н,о}^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$ или $i_y^{(3)} \geq 50 \text{ кА}$. Динамическое взаимодействие гибких шин при таких токах может привести к “схлестыванию” проводов. Условием проверки является

$$a_{расч} \geq a_{доп},$$

где $a_{расч}$ - рассчитанное значение расстояния между фазами при сближении проводов в момент короткого замыкания;
 $a_{доп}$ - допустимое расстояние между фазами по условию пробоя изоляции.

ЛЕКЦИЯ №12

5.3 Выбор токопроводов и проводов воздушных линий

Гибкие **токопроводы** в виде пучка проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах, применяют для подключения генераторов и трансформаторов к распределительным устройствам 6-10 кВ. На этих участках токи могут быть значительными. Поэтому каждая фаза обычно выполняется из нескольких алюминиевых проводов большого сечения и несущих сталеалюминиевых или стальных проводов. При выборе сечения учитывают, что несущие провода также несут токовую нагрузку.

Воздушные линии выполняются сталеалюминевыми **проводами** марки АС.

Сечение гибких токопроводов и проводов воздушных линий выбирают по экономической плотности тока.

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{э}}},$$

где $I_{\text{норм}}$ – ток нормального рабочего режима;

$j_{\text{э}}$ – нормированное значение экономической плотности тока.

Величина экономической плотности тока нормируется для проводов, шин и кабелей в зависимости от числа часов использования максимальной нагрузки T_{max} .

Сборные шины и ошиновки распределительных устройств по экономической плотности тока не выбирают.

Проверка выбранного сечения на **нагрев** длительным током проводится по условию

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}.$$

Проверку сечения на **термическое** действие токов короткого замыкания для проводов воздушных линий допустимо не выполнять. Для гибких токопроводов в закрытых распределительных устройствах проверка производится так же, как для жестких шин.

Проверка проводов и токопроводов на “схлестывание” производится так же, как для гибких шин.

5.3.1 Выбор кабелей

Кабели выбирают:

- по напряжению установки $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст(сети)}}$;

- по конструкции в зависимости от способа прокладки, свойств среды, механических нагрузок и т.п.;
- по экономической плотности тока $S_3 = I_{\text{норм}} / j_3$;
- по нагреву длительным током $I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}$.

Для кабелей $I_{\text{доп}}$ определяется по формуле: с учетом количества кабелей в одной траншее и на температуру окружающей среды k_2 .

$$I_{\text{доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{\text{доп}_{\text{ном}}},$$

где k_1 - коэффициент, учитывающий количество кабелей в одной траншее;

k_2 – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды, если она отличается от номинальной;

$I_{\text{доп}_{\text{ном}}}$ - допустимый ток для одиночного кабеля в номинальных условиях окружающей среды.

Кабели подлежат обязательной проверке на термическую стойкость

$$S \geq S_{\text{мин}_{\text{терм}}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}.$$

При этом одиночные кабели проверяют по току короткого замыкания в начале линий. Кабели линий, выполненных из нескольких параллельных ниток кабеля – по току короткого замыкания в конце линии с учетом распределения тока по ниткам.

5.4.1 Высоковольтные выключатели

Выключатели предназначены для включения и отключения токов:

- нормального, ремонтного и послеаварийного режимов;
- короткого замыкания;
- токов холостого хода трансформаторов;
- зарядных токов линий.

Кроме общих требований, предъявляемых ко всем электрическим аппаратам, выключатели должны иметь:

- высокую отключающую способность;
- высокое быстродействие. (

Выключатели высокого напряжения характеризуют следующими параметрами:

- номинальный ток $I_{\text{ном}}$, А; $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$;
- номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ; $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$

- номинальный ток отключения.; $I_{откл_{ном}}$; $I_{откл_{ном}} \geq I_{п,о}^{(3)}$. Номинальный ток отключения характеризует отключающую способность выключателей и определяет наибольшее значение периодической составляющей тока трехфазного тока короткого замыкания в момент расхождения контактов, которое выключатель способен отключить при заданных условиях эксплуатации.
- допустимое относительное содержание апериодической составляющей в токе отключения:

$$\beta_{ном} \% = \frac{i_{a_{ном}}}{\sqrt{2} \cdot I_{откл_{ном}}} \cdot 100 ,$$

$$i_{a_{ном}} \geq i_{a,t} ,$$

где $i_{a,t}$ - значение апериодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в момент размыкания контактов

$$t = t_{пз_{мин}} + t_{св} ,$$

где $t_{пз_{мин}}$ - минимальное время действия основной релейной защиты; (
 $t_{св}$ - собственное время отключения выключателя.

Если $t > 0.09$ с, принимают $\beta_n = 0$.

Если $t \leq 0.09$ с, значение β_n определяют по кривой $\beta_n \% = f(t)$ [].

- цикл операций - выполняемая выключателем последовательность операций включения и отключения при неоднократном включении выключателя на к.з. Выключатели, для которых предусматривается АПВ, должны выдерживать циклы:

О-180с – ВО – 180с – ВО;

О- $t_{бт}$ – ВО – 180с – ВО;

О- $t_{бт}$ – ВО – 20с – ВО.

Для выключателей без АПВ:

О-180с – ВО – 180с – ВО

В приведенных циклах операций используются обозначения:

О – отключение;

ВО - включение и немедленное отключение после включения на короткое замыкание)

180с, 20с, $t_{бт}$ - паузы между операциями. $t_{бт}$ – минимальная для выключателя бестоковая пауза при АПВ.

- ток ($I_{терм}$) и длительность ($t_{терм}$) термической стойкости при сквозных к.з.

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_{\kappa},$$

где B_{κ} - тепловой импульс тока короткого замыкания. Тепловой импульс определяется по формуле

$$B_{\kappa} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a).$$

Длительность действия тока короткого замыкания $t_{\text{откл}}$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}_{\min}} + t_{\text{ов}},$$

где $t_{\text{ов}}$ - полное время отключения выключателя.

- ток динамической стойкости $i_{\text{дин}}$

$$i_{\text{дин}} \geq i_y^{(3)}.$$

- номинальный ток включения- $I_{\text{вкл}_{\text{ном}}}$ -ток, который выключатель может включить без сваривания контактов;

- собственное время отключения $t_{\text{св}}$ - интервал времени от подачи команды на отключение до начала расхождения контактов;

- полное время отключения $t_{\text{ов}}$ - время от подачи команды на отключение до погасания дуги

$$t_{\text{ов}} = t_{\text{св}} + t_{\text{г}},$$

где $t_{\text{г}}$ -длительность гашения дуги;

- время включения выключателя $t_{\text{вв}}$ -время от момента подачи команды на включение до появления тока в цепи.

5.4.2 Масляные выключатели

В масляных выключателях масло используется как среда, обуславливающая гашение дуги, а также как изоляция обладает свойствами, которые характеризуют как достоинства, так и недостатки МВ:

Процесс отключения в масле происходит следующим образом: при расхождении контактов возникает дуга высокой температуры, при которой масло испаряется и разлагается, образуя вокруг дуги газовый пузырь. Уже при этом дуга охлаждается, отдавая теплоту на испарение и разложение масла. Кроме того, усиливается циркуляция масла и увеличивается давление, что также способствует охлаждению дуги. И направив газы пузыря с

большой скоростью вдоль или перпендикулярно стволу дуги, можно еще повысить эффективность гашения дуги.

Давление, возникающее в выключателе при отключении, играет и отрицательную роль и может привести к выбросу масла через выхлопную трубу, взрывам и разрушениям в помещениях распределительных устройств.

Могут возникнуть и так называемые “вторичные взрывы” вследствие взрывоопасности газов (водорода и ацетилена) в продуктах разложения масла. Для предотвращения взрывов и выбросов масла создают воздушную подушку над уровнем масла под крышкой выключателя, а уровень масла должен быть настолько выше разрыва контактов, чтобы водород и ацетилен не выбрасывались в воздушную подушку, образуя горючую смесь.

В **многообъемных**(баковых) выключателях контакты помещены в бак, залитый маслом (все три полюса в одном баке - при напряжении 6-10 кВ и каждый полюс в отдельном баке - 35 кВ и выше). На напряжение 6 – 10 кВ баковые выключатели имеют свободное гашение дуги в масле. Гашение дуги облегчается созданием двух разрывов на полюс. Кроме того для более надежного гашения дуги обеспечивают достаточно большое расхождение контактов. Под действием ЭДУ дуга движется, чем обеспечивается более интенсивное охлаждение дуги.

В **многообъемном** выключателе масло является не только дугогасящей средой, но и изоляцией от заземленных стенок бака между фазами при размещении трех полюсов в одном баке.

При разрыве дуги в большом объеме масла (при открытой дуге) скорость движения газовых частиц недостаточна. Для создания эффективного газового дутья необходимо:

- усилить газообразование;
- придать частицам газа большую скорость движения относительно дуги.

Для этого контакты размещают в дугогасительной камере, погруженной в общий объем масла в баке выключателя (укрепляются в нижней части проходных изоляторов-вводов).

Кроме более эффективного гашения дуги дугогасительные камеры уменьшают давление на стенки бака.

Конструкции дугогасительных камер могут создавать продольное и поперечное дутье.

Большой объем масла в баковых выключателях обуславливает их высокую пожароопасность, усложняет эксплуатацию. Поэтому широкое распространение получили маломасляные выключатели.

Маломасляные выключатели представляют собой дугогасительную камеру бакового выключателя, помещенную вне бака на твердых изоляторах.

Малообъемные выключатели выполняются на все напряжения до 500 кВ включительно. Они имеют небольшие габариты и массу, низкую стоимость. Следствие невысокой взрыво- и пожароопасности могут устанавливаться не только в открытых, но и в закрытых РУ.

5.4.3 Воздушные выключатели

Воздушные выключатели относятся к группе газовых выключателей. Для гашения дуги в них используется сжатый воздух, обеспечивающий продольное или поперечное дутье на ствол дуги. При этом дуга интенсивно охлаждается и уменьшается ее сечение. Одновременно при этом из межконтактного промежутка выносятся заряженные частицы. Ионизированная среда заменяется свежим деионизированным воздухом, обладающим высокой электрической прочностью.

Гашение дуги осуществляется в дугогасительной камере, важным элементом которой является сопло, сжатый воздух из которого выбрасывается с большой скоростью, и в межконтактном промежутке поддерживается необходимое давление.

В выключателях до 35 кВ изоляционный промежуток создается в дугогасительной камере путем разведения контактов на достаточное расстояние, и контакты остаются разомкнутыми за счет давления сжатого воздуха.

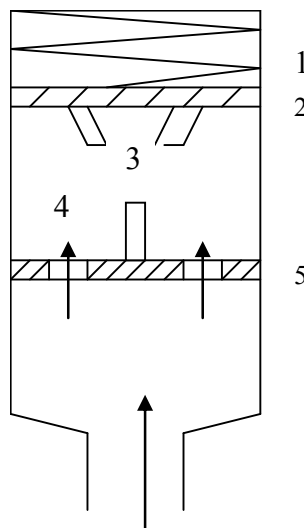


Рисунок 5. 2 – Конструкция дугогасительной камеры воздушного выключателя

В дугогасительную камеру подается сжатый воздух через отверстия в перегородке 5. Поток воздуха поднимает поршень 2, на котором укреплен подвижный контакт 3. Происходит размыкание подвижного контакта 3 с неподвижным контактом 4. При этом сжимается пружина 1. После прекращения подачи воздуха поршень опускается под давлением пружины и происходит включение. Все время включенного положения выключателя камера должна находиться под давлением воздуха. Существует конструкция выключателей с дополнительным отделителем.

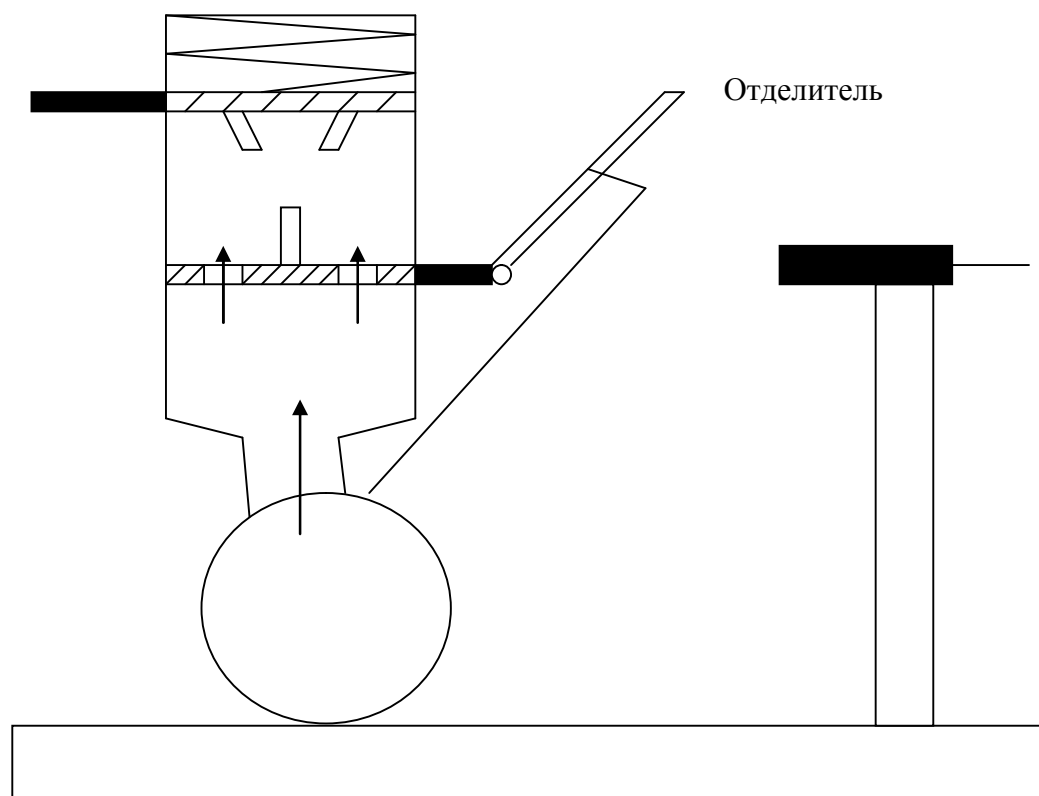


Рисунок 5.3 - Воздушный выключатель с отделителем

После отключения и погасания дуги в дугогасительной камере сжатый воздух подается в привод отделителя и создается второй разрыв. После этого прекращается подача воздуха в дугогасительную камеру, контакты в ней замыкаются, а изоляционный промежуток обеспечивается отделителем.

Отделитель может быть установлен, открыто (рис.5.3) или в воздухонаполненной камере (рис. 5.4 а).

Чем больше напряжение и отключаемая мощность, тем больше разрывов необходимо иметь, как в дугогасительной камере, так и в отделителе.

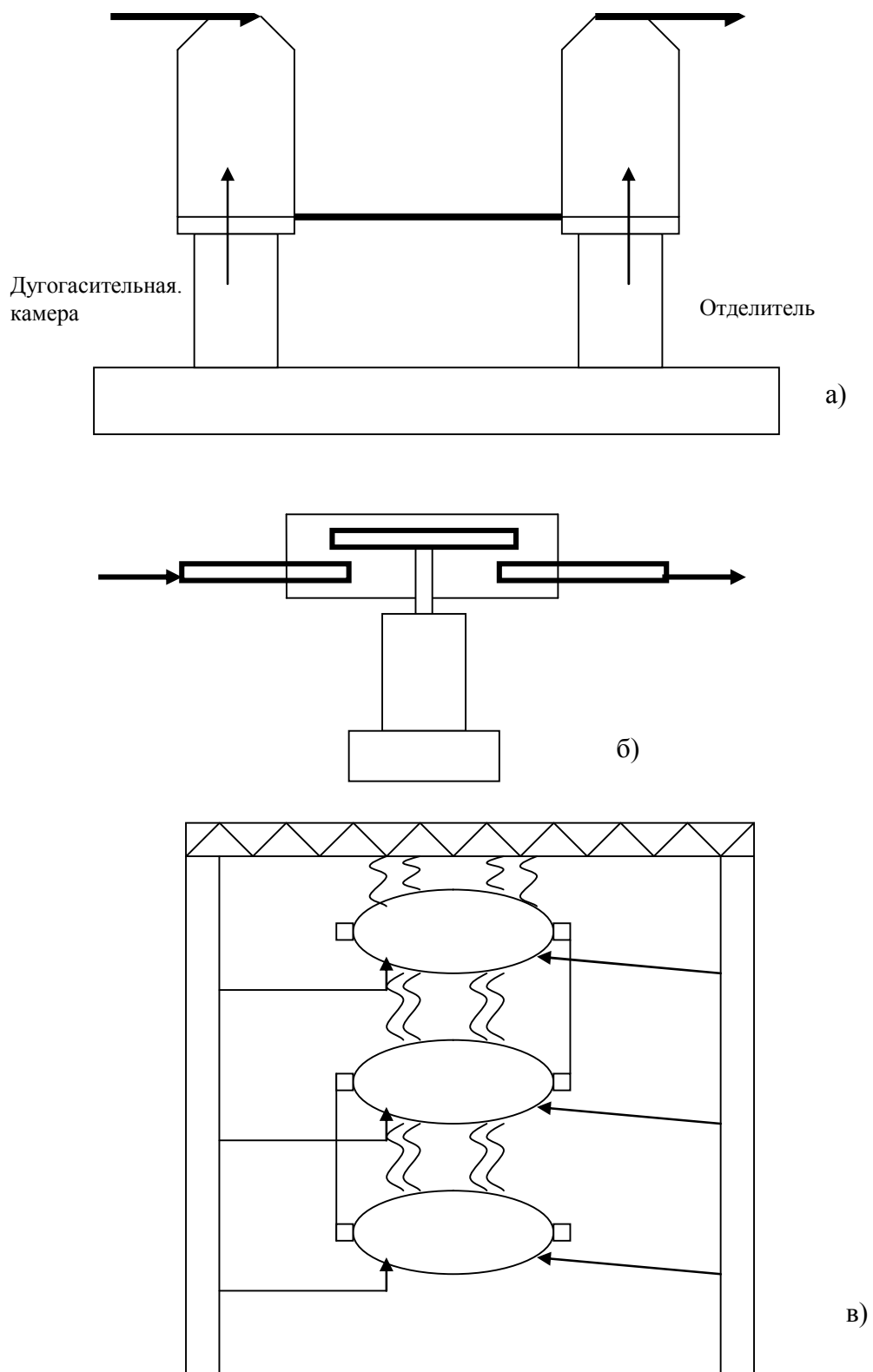


Рисунок 5.4 – Конструкции воздушных выключателей

Баковые воздушные выключатели (рис. 5.4 б) не имеют отделителей. Они имеют два последовательных разрыва цепи в баке сжатого воздуха. При отключении открываются дутьевые клапаны, сжатый воздух с большой скоростью вырывается в атмосферу и создает дутье, гасящее дугу.

На напряжение выше 750 кВ разработаны выключатели в подвесном исполнении (рис 5.4 в), состоящие из нескольких последовательных модулей (баков).

Воздушные выключатели взрыво и пожаробезопасны, имеют высокое быстродействие, высокую отключающую способность, надежно отключают емкостные токи. Недостатками воздушных выключателей являются: необходимость сооружения компрессорной установки, сложность конструкции; высокая стоимость, трудность установки встроенных трансформаторов тока.

ЛЕКЦИЯ №13

5.4.4 Элегазовые выключатели

Относятся к группе газовых выключателей. В них используется элегаз (шестифтористая сера SF_6), который относится к электроотрицательным газам (фреон, элегаз), обладающим свойством захватывать электроны и присоединять их к своим нейтральным частицам. Отрицательные ионы, образующиеся при этом, легко рекомбинируют с положительными ионами. При этом быстро снижается проводимость межконтактного промежутка и повышается скорость нарастания электрической прочности. При равном эффекте для гашения дуги требуется меньший объем элегаза и меньшее давление, чем в воздушных выключателях. Элегаз негорюч, не токсичен, не имеет запаха, инертен к другим веществам.

Элегазовые выключатели имеют недостатки:

- элегаз способен разлагать влагосодержащие изоляционные материалы, поэтому в элегазовых выключателях применяют стойкие изоляционные материалы (тефлон);
- элегаз имеет высокую температуру сжижения, поэтому необходим подогрев уже при 6°C ;
- под влиянием дуги элегаз разлагается на ядовитые составляющие, которые устраняются при помещении в дугогасительную камеру небольшого количества активированного алюминия.

В элегазовых выключателях применяются дугогасительные устройства:

- с гашением дуги в открытом объеме. Эффективность такого способа гашения дуги невысока, поэтому применяется редко;
- с перемещением дуги в элегазе под действием магнитного поля (электромагнитное гашение). Такой способ гашения дуги применяют в выключателях 6-10 кВ. Для перемещения дуги могут использоваться полые контакты (рис. 5.5), внутри которых помещены постоянные кольцевые магниты, которые заставляют дугу вращаться по поверхности контактов с большой скоростью;
- с продольным дутьем элегаза, которое создается при перетоке элегаза из резервуара с высоким давлением в резервуар с низким давлением;
- с автопневматическим дутьем. Дутье создается контактами особой конструкции (рис 5.5).

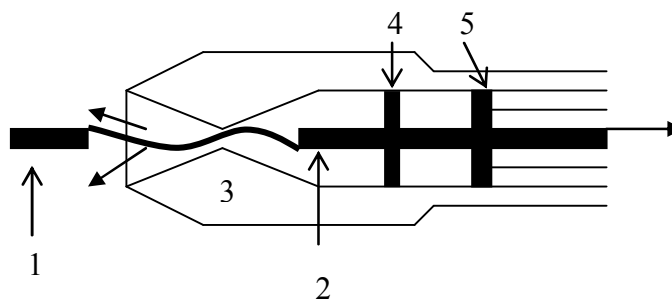


Рисунок 5.6 – Конструкция контактов элегазового выключателя с автопневматическим дутьем

1-неподвижный контакт

2-подвижный контакт

При отключении подвижный контакт (2) идет вправо вместе с соплом (3), которое соединено с контактом (2) посредством перегородки с отверстиями 4. Поршень (5) при этом остается на месте. Элегаз в объеме между (4) и (5) сжимается и через отверстия в перегородке подается на дугу вдоль нее. Все устройство размещено в резервуаре с элегазом. При таком способе гашения дуги не требуется создавать высокое давление элегаза в резервуаре и не требуется подогрев. Автопневматическое дутье применяется в выключателях напряжением до 220 кВ.

5.4.5 Электромагнитные выключатели

В электромагнитных выключателях для гашения дуги не требуется специальной дугогасящей среды. Дуга гасится в воздухе при атмосферном давлении. За счет электромагнитного дутья дуга перемещается и охлаждается.

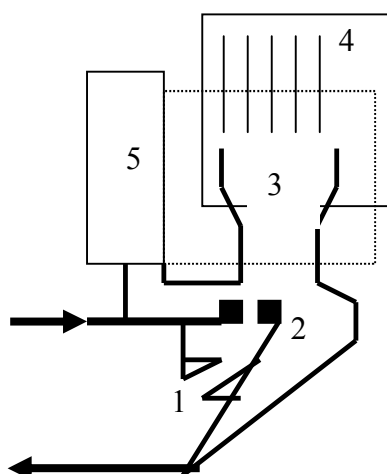


Рисунок 5.7 – Конструкция электромагнитного выключателя

При отключении сначала размыкаются основные контакты (1), затем дугогасительные (2). Между ними загорается дуга и перемещается вверх за счет электродинамических усилий, перебрасываясь на дугогасительные рога

(3). Тогда замыкается цепь катушки (5) и создается магнитное поле, втягивающее дугу в дугогасительную камеру (4) (лабиринтную или с перегородками из керамики).

Электромагнитные выключатели устанавливаются в ячейках комплектных распределительных устройств (КРУ, КСО). Приводы выключателей - пружинные. Основным преимуществом электромагнитных выключателей является взрыво- и пожаробезопасность. Они также имеют малый износ контактов и применяются для частых коммутаций. Однако большие габариты ограничивают их применение на высоких напряжениях. Основное применение электромагнитные выключатели находят в установках 6 (10) кВ собственных нужд электростанций.

5.4.6 Вакуумные выключатели

Контактная система вакуумных выключателей помещена в глубокий вакуум, электрическая прочность которого во много раз выше, чем воздуха при атмосферном давлении. Гашение дуги происходит за счет диффузии заряженных частиц из области дуги в окружающее пространство. Загорается же дуга вследствие ионизации паров металла, испаряющегося с поверхности контактов. При размыкании контактов увеличивается переходное сопротивление контактов, повышается их температура, металл расплавляется и испаряется. Поэтому контакты выполняются из тугоплавких металлов.

Время гашения дуги в вакуумных выключателях чрезвычайно мало. При этом отключение может сопровождаться появлением значительных перенапряжений, поэтому применение вакуумных выключателей, как правило, требует дополнительной установки ограничителей перенапряжения.

Контакты вакуумных выключателей выполняют особой конструкции, обеспечивающей минимальное количество испаряющегося материала.

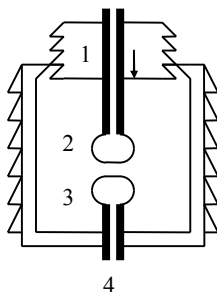


Рисунок 5.8 – Конструкция вакуумного выключателя

Подвижный контакт (2) укреплен в сильфоне (1). Сильфон представляет собой цилиндр из гофрированной стали, позволяющий

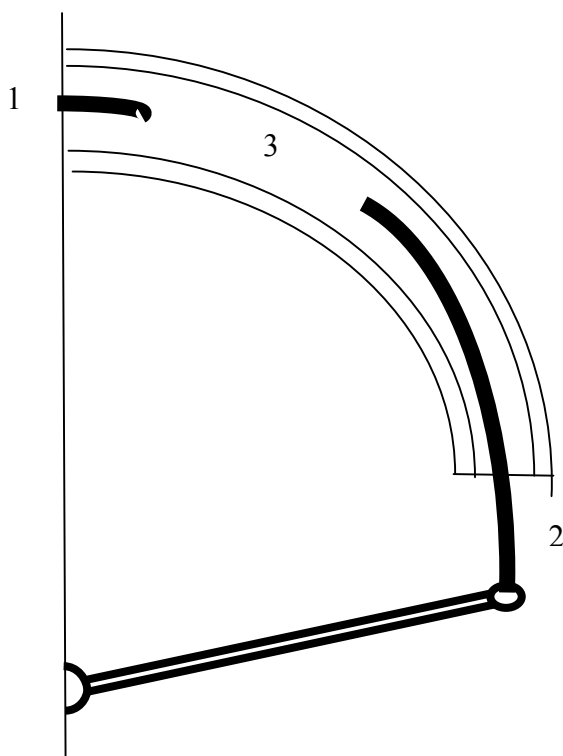
подвижному контакту совершать поступательное движение вверх и вниз. Внутренний объем сильфона сообщается с атмосферой и атмосферное давление обеспечивает контактное нажатие. Неподвижный контакт (3) герметично укреплен в нижней части вакуумной камеры.

Вакуумные выключатели могут иметь пружинные и электромагнитные приводы.

Вакуумные выключатели имеют малые габариты, поэтому широко применяются в комплектных устройствах. Малый износ контактов позволяет использовать выключатели для частых коммутаций.

5.4.7 Выключатель нагрузки

Выключатель нагрузки имеет простейшую дугогасительную камеру (3). Стенки камеры выполняются из газогенерирующего материала. При расхождении контактов (1) и (2) внутри камеры появляется дуга. Под действием высокой температуры дуги стенки камеры выделяют газ, который стремится вырваться из камеры, создавая продольной обдув ствола дуги. Дуга гасится еще до выхода подвижного контакта (2) из камеры.



Выключатели нагрузки применяются в тех случаях, когда применение дорогих выключателей оказывается неэкономичным. Применяются для коммутации конденсаторных батарей большой мощности, коммутации токов нормального режима генераторов, трансформаторов 6-10кВ.

Коммутируют ток нагрузки до 200-400А. Для защиты от коротких замыканий в цепях с выключателями нагрузки дополнительно устанавливаются кварцевые предохранители ПК.

На напряжение 35 кВ выключатели нагрузки выполняются на базе предохранителей выхлопного типа.

Для отключения пружинный привод перемещают изолятор толкатель вниз. Нож передает усилие подвижной системе (для разрыва требуется небольшое усилие). Дуга гаснет в виниловой трубке ПС.

5.5 Разъединители

Разъединитель является самым распространенным, простым и дешевым аппаратом распределительных устройств, к которому, однако, предъявляются очень высокие требования в отношении эксплуатационной надежности. Они должны обладать свойствами:

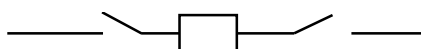
- термической и динамической стойкости при протекании через их контакты токов сквозных коротких замыканий;
- надежного фиксирования как во включенном, так и в отключенном положении;
- недопущения отключения под нагрузкой.

Так как разъединители не имеют дугогасительных устройств, они предназначены для включения и отключения электрических цепей в режимах, когда:

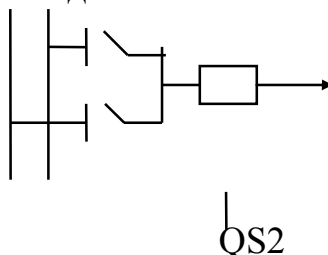
- ток в коммутируемой цепи много меньше тока нормального режима;
- напряжение на разъединителе (разность потенциалов на полюсах) много меньше рабочего напряжения.

В первом случае разъединители (QS1, QS2) служат для создания видимого разрыва в обесточенной цепи, то есть в цепи, разорванной выключателем (Q)/

QS1 Q QS2



Во втором случае без разрыва цепи (без отключения выключателя Q) производится переключение с одной системы шин на другую



Чтобы ошибочно не допускались отключения под нагрузкой предусматриваются различные блокировки (механические и электромагнитные).

Простейшие механические блокировки заложены в конструкции разъединителей

Приводы разъединителей (в основном ручные, рычажные) обеспечивают фиксированное положение механически. При протекании через ножи (контакты) тока короткого замыкания возникают значительные электродинамические усилия, стремящиеся отбросить контакты. Чтобы предотвратить размыкание контактов, используют принцип “электромагнитного замка”. Для этого один из ножей выполняют двухполосным. Второй нож врубается между полосами. Так как в полосах ток имеет одинаковое направление, они притягиваются и зажимают нож второго контакта.

Разъединители позволяют включать и отключать:

- нейтрали трансформаторов;
- намагничивающий ток трансформаторов ограниченной мощности;
- зарядный ток линий ограниченной длины;
- нагрузочный ток до 15А при напряжении 10кВ.

По конструкции различают разъединители (рис. 5.9):

- а) поворотные (горизонтально-поворотные);
- б) рубящие (вертикально-поворотные);
- в) катящиеся (в ячейках КРУ);
- г) подвесные;
- д) пантографические (со складывающимися ножами).

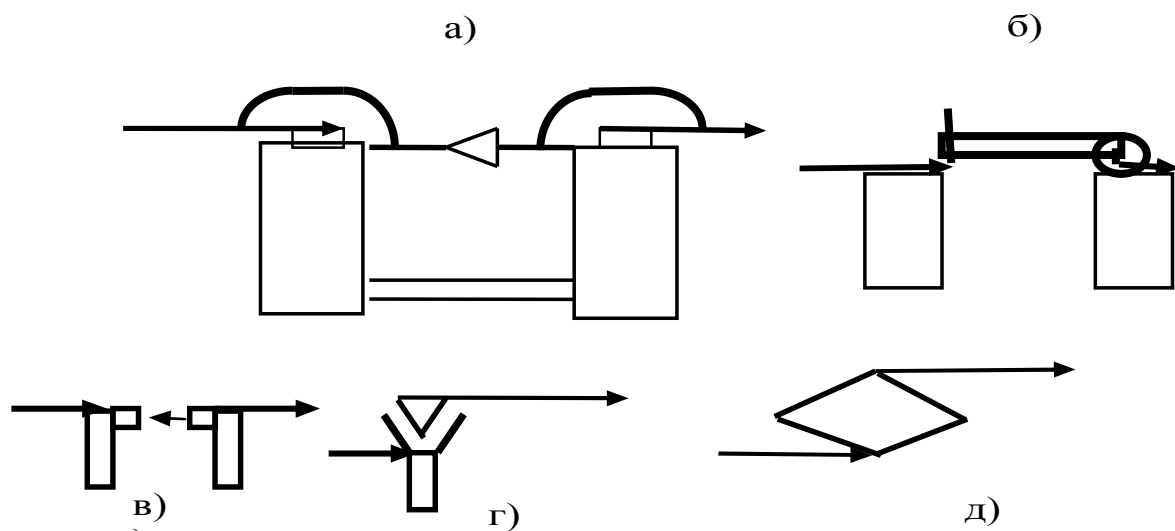
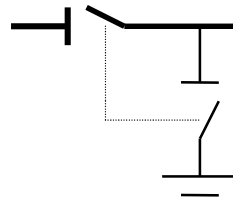


Рисунок 5.9 – Конструкции разъединителей

Разъединители выполняют однополюсными с ручным приводом (штангой) и трехполюсными с ручным, двигательным или пневматическим приводом.

Заземляющие разъединители (QSG) представляют собой трехполюсный разъединитель, который замыкает накоротко все три фазы установки и одновременно соединяет их с контуром защитного заземления. Заземляющий разъединитель монтируется на общей раме с основным разъединителем (QS) и блокируется с ним механически.

QS



QSG

Блокировка позволяет включение ЗР только при отключенном разъединителе.

Разъединители характеризуются параметрами:

- номинальное напряжение $U_{ном}$; $U_{ном} \geq U_{сети}$;
- номинальный ток $I_{ном}$; $I_{ном} \geq I_{мах}$;
- допустимый ток и длительность тока термической стойкости $I_{терм}, t_{терм}$;

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_k ;$$

- ток динамической стойкости; $i_{дин} \geq i_y^{(3)}$.

5.6 Отделители и короткозамыкатели

Если разъединители оснастить автоматическим приводом, то его можно использовать для таких автоматических операций, как:

- создание искусственного короткого замыкания;
- автоматическое отключение цепи в бестоковую паузу.

В первом случае аппарат называют короткозамыкателем (*QK*), во втором случае – отделителем (*QR*). Эти аппараты обычно используются в сочетании друг с другом на стороне высокого напряжения неответственных отпаечных (рис 5.10 а) и тупиковых (рис 5.10 б) подстанций с трансформаторами мощностью до 25 МВА вместо выключателей.

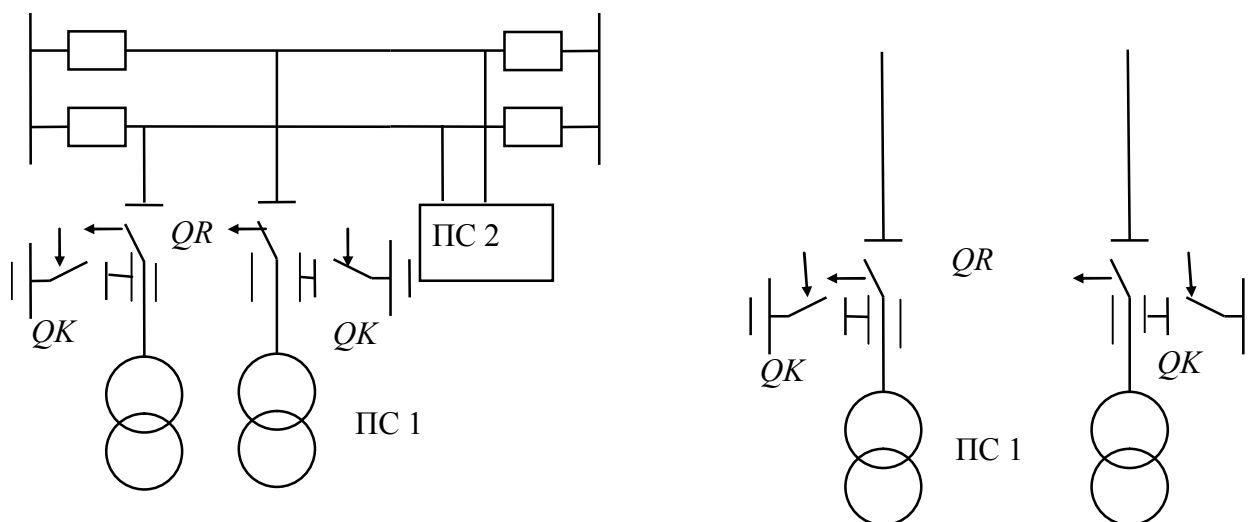


Рисунок 510 – Схемы подстанций с отделителями и короткозамыкателями

При повреждениях трансформатора релейная защита действует на включение короткозамыкателей, создавая короткие замыкания на землю. При этом отключаются головные выключатели линий, а в бестоковую паузу отключаются отделители. Тогда уже от действия АПВ снова включаются выключатели, восстанавливая электроснабжение неповрежденных подстанций.

Отделители короткозамыкатели устанавливаются только в сетях 110 кВ с большими токами замыкания на землю. При этом не обязательно создавать искусственно трехфазные к.з. В сетях с большими токами к.з. на землю с заземленной нейтралью достаточно создать однофазное к.з. Поэтому короткозамыкатели устанавливаются в одной фазе.

Не всегда короткозамыкатели и отделители устанавливаются вместе. Могут быть установлены только отделители, если ток короткого замыкания в трансформаторе достаточен для срабатывания релейной защиты головного выключателя. Могут быть установлены и только короткозамыкатели, если не требуется АПВ на головных выключателях (для тупиковых подстанций).

Отделители по конструкции представляют собой обычные разъединители. Включение их производится вручную, а для отключения имеется **пружинный** привод. Время отключения отделителей достаточно велико (0,4-0,5с), что является их недостатком.

Короткозамыкатели должны иметь малое время включения (не более 0,3-0,5с). Иначе дуга в конце хода ножа (при сближении контактов) успевает вытянуться за счет ЭДУ и горит достаточно долго, что может привести к повреждению. Отключение производится вручную.

Короткозамыкатели имеют пружинный привод. В отключенном положении пружина заведена и освобождается электромагнитом для включения

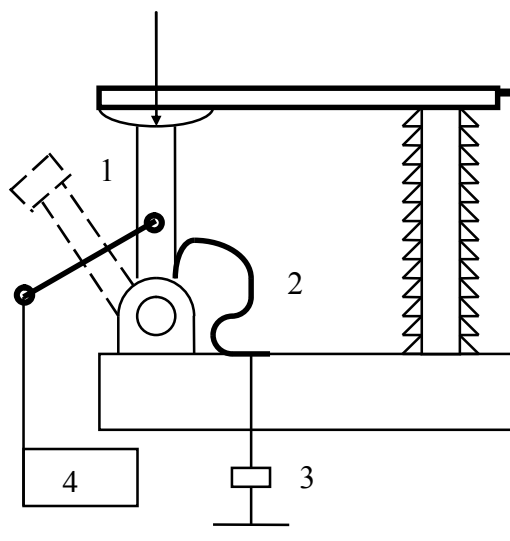


Рисунок 5.11 – Конструкция короткозамыкателя
1 – подвижный контакт; 2 – гибкая связь; 3 – встроенный трансформатор тока; 4 - привод

Выбор отделителей производится по тем же условиям, что и разъединителей. Короткозамыкатели не выбираются по току длительного режима и проверяются на стойкость к току однофазного короткого замыкания.

5.7 Плавкие предохранители

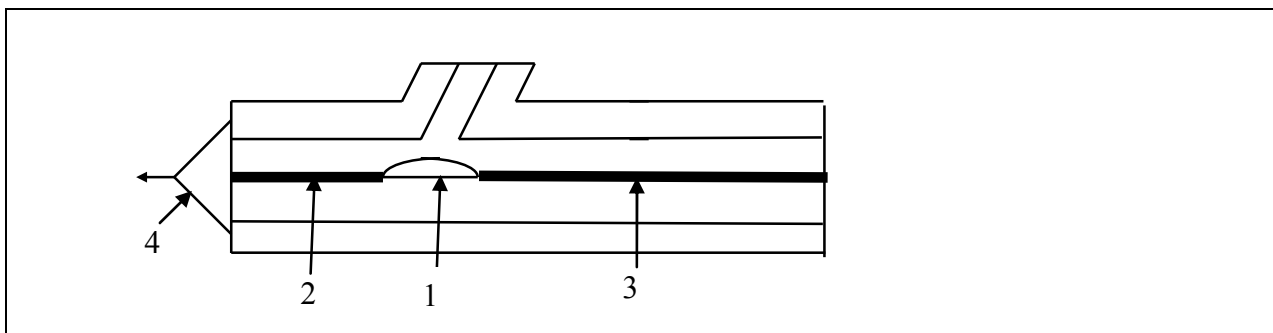
В электроустановках выше 1000В применяются два основных типа предохранителей:

- предохранители с наполнителем;
- предохранители с автогазовым гашением дуги.

Предохранители серии ПК с мелкозернистым кварцевым **наполнителем** выполняются на 3,6,10,35кВ. Предохранитель состоит из фарфоровой трубки, армированной по концам латунными колпачками. Плавкие вставки внутри патрона (большой длины и малого сечения) выполняют из меди или серебра. Для уменьшения габаритов они свиваются в спирали (одну или несколько параллельных, намотанные на каркас или бескаркасные).

Дуга при перегорании плавких вставок гасится в узких щелях между зернами кварца.

На 10кВ и выше применяют также **автогазовое** гашение дуги в предохранителях выхлопного типа (ПВТ).



В газогенерирующей трубке расположен неподвижный контакт (3) и гибкий проводник (2), соединенный с плавкой вставкой (1) и наконечником (4). На наконечник постоянно действует усилие, стремящееся вытянуть гибкую связь. Связь удерживается плавкой вставкой, которая состоит из параллельных медной и стальной пластин. При коротком замыкании сначала перегорает медная, затем стальная пластина и гибкая связь выбрасывается из трубки. Дуга горит с образованием газов, выделяемых материалом трубки. Газ с большой скоростью вырывается в атмосферу, обеспечивая продольный обдув ствола дуги. Выброс газов сопровождается звуковым эффектом, подобным выстрелу.

Такие предохранители устанавливаются в открытых электроустановках.

ЛЕКЦИЯ №14

6. Измерительные трансформаторы

Измерительные трансформаторы тока (т.т.) и трансформаторы напряжения (т.н.) служат для подключения измерительных приборов и устройств релейной защиты и автоматики. Измерительные трансформаторы, во-первых, изолируют приборы от цепей высокого напряжения, во-вторых - преобразуют ток и напряжение до номинальных значений тока и напряжения стандартных измерительных приборов (5 А или 1 А для т.т. и 100 В или $100/\sqrt{3}$ для т.н.).

Первичную обмотку т.т. включают последовательно в цепь измеряемого тока (рис 5.14), а трансформатора напряжения - параллельно цепи (рис. 5.15). К вторичным обмоткам подключены измерительные приборы и реле защиты.

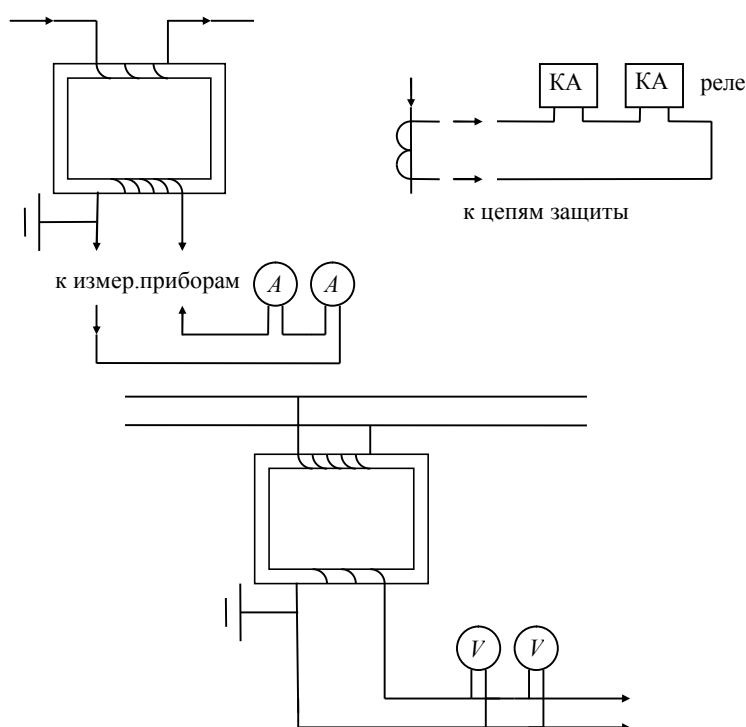


Рисунок 5.14 – Подключение трансформаторов тока и напряжения

Вторичные обмотки т.т. и т.н. заземляются, чтобы при пробое изоляции между первичной и вторичной обмоткой предотвратить появление высокого потенциала во вторичных цепях.

Одной из основных характеристик измерительных трансформаторов является номинальный коэффициент трансформации:

$$k_{\text{ном}} = I_{1\text{ ном}} / I_{2\text{ ном}},$$

где $I_{1\text{ ном}}$, $I_{2\text{ ном}}$ - номинальные значения первичного и вторичного токов;

$$k_{\text{ном}} = U_{1\text{ном}}/U_{2\text{ном}},$$

где $U_{1\text{ном}}$, $U_{2\text{ном}}$ - номинальные значения первичного и вторичного напряжений.

Шкала измерительных приборов градуируется в первичных величинах.

Для идеального трансформатора тока коэффициент трансформации пропорционален отношению числа витков вторичной и первичной обмоток

$$I_1/I_2 = \omega_2/\omega_1.$$

Чтобы погрешность реального т.т. была минимальной, необходимо, чтобы было мало сопротивление его вторичной цепи (т.е. он должен работать в режиме, близком к режиму короткого замыкания.). Первичная обмотка также должна иметь малое сопротивление (малое число витков большого сечения). В результате сопротивление т.т. ничтожно мало по сравнению с другими элементами силовой цепи и не влияет на величину тока в измеряемой цепи.

Для идеального т.н. при условии, что токи в его обмотках отсутствуют (т.е. при холостом ходе):

$$U_1/U_2 = \omega_1/\omega_2,$$

Чтобы реальный т.н. работал в таком режиме, должны быть велики сопротивления его вторичной цепи и первичной обмотки (много витков малого сечения). Поэтому ток в его первичной обмотке мал и не влияет на величину первичного напряжения.

В реальных т.т. коэффициент трансформации может отличаться от номинального значения вследствие погрешности, обусловленной наличием тока намагничивания.

Токовая погрешность

$$I_{\%} = \frac{k_{\text{ном}} \cdot I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100.$$

характеризует класс точности трансформаторов тока: 0,2 - 0,5 - 1 - 3 - 10 - Д - 3 - Р.

Трансформаторы тока указанных классов точности применяются:

- 0,2 - для точных лабораторных измерений и особо точного коммерческого учета электрической энергии;
- 0,5 - для коммерческого учета;
- 1 - для технических измерений;
- 3,10 - для релейной защиты;
- Д - для дифференциальной релейной защиты;
- 3 - для защиты от однофазных замыканий на землю ("земляной защиты");
- Р - для прочих релейных защит.

Для т.н. различают классы точности 0,2 - 0,5 - 1 - 3 в зависимости от погрешности

$$U_{\%} = \frac{k_{\text{ном}} \cdot U_2 - U_1}{U_1} \cdot 100.$$

Измерительные трансформаторы тока характеризуются параметрами:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$; $U_{\text{ном}} > U_{\text{сети}}$;
- номинальный ток первичной обмотки $I_{1\text{ном}}$; $I_{1\text{ном}} > I_{\text{max}}$;
- класс точности;
- кратность тока термической стойкости $K_{\text{терм}}$; $(K_{\text{терм}} \cdot I_{1\text{ном}}) \cdot t_{\text{терм}} \geq B_{\kappa}$;
- кратность тока динамической стойкости $K_{\text{дин}}$; $K_{\text{дин}} \cdot I_{1\text{ном}} \geq i_y^{(3)}$.
- номинальное сопротивление вторичной нагрузки Z_2 ; $Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2\text{расч}}$,

где $Z_{2\text{расч}}$ – расчетное сопротивление вторичной нагрузки, включающее в себя сопротивление подключенных приборов, соединительных проводов и переходное сопротивление контактов, присоединенная к вторичной обмотке т.н.:

Трансформаторы напряжения характеризуются параметрами:

- номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$; $U_{1\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$;
- номинальная мощность вторичной нагрузки $S_{2\text{ном}}$; $S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{расч}}$,

где $S_{2\text{расч}}$ - расчетная мощность подключенных приборов.

ЛЕКЦИЯ №15

Измерительные трансформаторы делят на трансформаторы тока и трансформаторы напряжения. Их применение дает возможность пользоваться для измерения самых различных напряжений и токов одними и теми же приборами со стандартными пределами измерения. Трансформаторы тока преобразуют измеряемый ток большой силы в ток малой силы, а трансформаторы напряжения — измеряемое высокое напряжение в низкое.

Первичную обмотку трансформатора тока, имеющую малое число витков, включают последовательно в линию, в которой измеряют или контролируют ток. Начало и конец этой обмотки обозначают буквой Л (линия) с цифрами соответственно 1 и 2, начало и конец вторичной обмотки — буквой И (измерение) с цифрами 1 и 2.

В цепь вторичной обмотки трансформатора тока включают прибор с малым сопротивлением. Таким прибором может быть амперметр, токовая катушка ваттметра, счетчика, какого-либо иного измерительного прибора или реле. Приборы во вторичную цепь включают так, чтобы положительное направление тока в приборе совпадало с направлением с положительным направлением тока в контролируемой цепи. Это очень важно для включения ваттметров и счетчиков при измерении мощности и энергии.

Первичные номинальные токи трансформаторов тока стандартизованы в пределах 5—15000 А. Для вторичных номинальных токов установлены стандартные значения 5 А и в специальных случаях 1 А.

В цепь вторичной обмотки трансформатора тока можно включить несколько приборов, соединив их последовательно, чтобы через них проходил один и тот же ток. Однако включать в цепь вторичной обмотки большое число измерительных приборов нежелательно, так как это увеличивает сопротивление нагрузки трансформаторов и снижает точность измерения. Сопротивление нагрузки, подключаемой в цепь вторичной обмотки трансформатора тока при номинальном токе 5 А, должно быть не более 0,2—2 Ом.

Условия работы трансформатора тока близки к короткому замыканию вторичной обмотки силового трансформатора. Так как сопротивление нагрузки очень мало, напряжение на зажимах вторичной обмотки трансформатора тока также мало. Следовательно, малы Э. Д. С. вторичной обмотки и магнитный поток в магнитопроводе трансформатора, необходимый для индуцирования этой Э. Д. С. Поэтому намагничивающий ток относительно мал и намагничивающие силы первичной и вторичной обмоток практически взаимно уравновешены, т.е. $I_1 w_1 = I_2 w_2$.

Зная коэффициент трансформации трансформатора тока т. е. отношение чисел витков вторичной и первичной обмоток, по показанию амперметра во вторичной цепи легко определить ток в первичной контролируемой цепи.

При увеличении сопротивления внешней нагрузки напряжение на зажимах вторичной обмотки трансформатора тока также увеличивается. Это

увеличит э. д. с. во вторичной обмотке и магнитный поток в магнитопроводе. Для создания большого магнитного потока требуется большой намагничивающий ток, что приводит к большим погрешностям при измерении, так как нарушается равновесие намагничивающих сил первичной и вторичной, обмоток

Соответствующая неточность в передаче значения измеряемого тока называется токовой погрешностью (f_i) Допустимое значение токовой погрешности для трансформаторов тока классов точности 0,2; 0,5; 1; 3; 10 составляет соответственно 0,2; 0,5; 1; 3; 10% при номинальном первичном токе.

ЛЕКЦИЯ №16

Кроме того, возникает неточность в показаниях ваттметра и счетчиков из-за угловой погрешности β , которая определяется углом между векторами намагничивающих сил I_1W_1 и $-I_2W_2$ в минутах). Если вектор $-I_2W_2$ опережает вектор I_1W_1 угловая погрешность считается положительной. Для трансформаторов тока классов точности 0,2; 0,5 и 1 угловая погрешность при номинальном токе не должна превышать соответственно 10; 40 и 80'. Для трансформаторов тока классов точности 3 и 10 угловая погрешность не нормирована. С увеличением намагничивающего тока увеличиваются как токовая, так и угловая погрешности

У точных трансформаторов тока намагничивающая сила первичной обмотки при номинальном токе должна быть не менее 500 а. Число витков первичной обмотки выбирают в зависимости от номинального первичного тока и требуемой точности Трансформаторы тока могут быть одновитковыми (первичная обмотка имеет один виток), шинными (первичной обмоткой служит шина распределительного устройства) и многovitkovым (первичная обмотка имеет два и более витков).

Трансформаторы тока изготавливают сухими с изоляцией из бакелизированной бумаги, с керамической изоляцией, с эпоксидной изоляцией. При весьма высоких напряжениях применяют масляные трансформаторы тока.

Разновидностью шинных трансформаторов тока являются измерительные клещи, которые служат для ориентировочных измерений токов от 20 до 1000 а при рабочем напряжении до 10 кв. Магнитопровод клещей, изготовленный из листовой электротехнической стали, состоит из двух половин, стягиваемых сильной пружиной. Клещи раскрывают для введения провода, в котором нужно измерить ток. Этот провод является первичной обмоткой трансформатора тока. Вторичная обмотка расположена на магнитопроводе и замкнута на амперметр, установленный на клещах. Рукоятки отделены от высокого напряжения фарфоровыми изоляторами и для безопасности обслуживания заземлены.

В случае пробоя изоляции между обмотками трансформатора тока его вторичная обмотка окажется под высоким напряжением; в случае пробоя обмотки высокого напряжения на корпус магнитопровод окажется под высоким напряжением. Для безопасности обслуживания трансформаторов тока их вторичные обмотки и магнитопроводы заземляют.

Особенностью трансформаторов тока является то, что при их работе нельзя размыкать вторичную цепь. При размыкании цепи вторичной обмотки ток в ней становится равным нулю, тогда как в первичной обмотке ток остается неизменным. Намагничивающая сила первичной обмотки трансформатора тока, не встречая противоположно направленной намагничивающей силы вторичной обмотки, создает в магнитопроводе очень большой магнитный поток, который индуцирует во вторичной обмотке очень большую э. д. с. (до нескольких киловольт). Такая э. д. с. опасна для

жизни человека и может вызвать пробой изоляции вторичной обмотки. Кроме того, большой магнитный поток в магнитопроводе значительно увеличивает потери в стали, что вызывает нагрев магнитопровода, опасный для целостности изоляции.

Трансформаторы напряжения по устройству подобны силовым трансформаторам небольшой мощности. Первичную обмотку трансформатора напряжения с большим числом витков включают в сеть, напряжение в которой измеряют или контролируют

Начало и конец первичной обмотки обозначают буквами А и Х. Вторичная обмотка с меньшим числом витков замыкается на прибор с большим сопротивлением. Таким прибором может быть вольтметр, параллельная обмотка ваттметра, счетчика или какого-либо иного измерительного прибора или реле. Начало и конец вторичной обмотки обозначают буквами а и х. По отношению к измерительному прибору вторичное напряжение должно совпадать по фазе с первичным, что достигается соответствующим соединением вторичной обмотки с прибором. Это необходимо при измерении мощности и энергии. Сопротивление вольтметров, параллельных обмоток ваттметров, счетчиков и других измерительных приборов и реле сравнительно велико (тысячи ом). Поэтому ток в цепи вторичной обмотки трансформатора напряжения весьма мал и режим работы его близок к режиму холостого хода силового трансформатора.

Так как при малых токах в обмотках трансформатора падения напряжения в сопротивлениях этих обмоток также малы, напряжения на зажимах первичной и вторичной обмоток практически равны. Э. д. с. а отношение этих напряжений равно коэффициенту трансформации

Для трансформаторов напряжения различных классов точности установлена следующая допустимая погрешность напряжения: класс 0,5 — $\pm 0,5\%$; класс 1 — $\pm 1\%$; класс 3 — $\pm 3\%$.

Кроме того, за счет падения напряжения в сопротивлениях обмоток трансформатора возникает неточность в передаче фазы напряжения, называемая угловой погрешностью. Падение напряжения в сопротивлениях обмоток трансформатора ΔU приводит к тому, что векторы напряжений первичной обмотки U_1 и приведенного напряжения вторичной обмотки с обратным знаком не совпадают. Угол между этими векторами определяет угловую погрешность, которая измеряется в угловых минутах и влияет на показания ваттметров, счетчиков и фазометров. Угловая погрешность считается положительной, если вектор $-U_2$ опережает вектор U_1 .

Для трансформаторов напряжения классов точности 0,5 и 1 допускается угловая погрешность соответственно ± 20 и ± 40 . Для трансформаторов напряжения класса точности 3 угловая погрешность не нормирована.

В цепи вторичной обмотки трансформатора напряжения могут быть включены помимо вольтметра параллельные обмотки ваттметра, счетчика и

т. д. Все эти приборы соединяют параллельно, чтобы на них воздействовало одно и то же напряжение.

Включение большого числа приборов в цепь вторичной обмотки трансформатора напряжения увеличивает токи в обмотках и погрешность при измерении. Поэтому общая полная мощность присоединенных ко вторичной обмотке приборов не должна превышать измерительную мощность трансформатора напряжения, на щитке которого указана наибольшая допустимая мощность нагрузки в вольт-амперах.

Для напряжений до 6 кв трансформаторы напряжения изготавливают сухими, т. е. с естественным воздушным охлаждением. Для напряжений выше 6 кв применяют масляные трансформаторы напряжения. Трансформаторы напряжения могут быть трехфазными. Зажимы таких трансформаторов обозначают так же, как и зажимы обычных силовых трансформаторов. Для безопасности обслуживания и большей надежности работы аппаратуры магнитопровод трансформатора напряжения и один зажим вторичной обмотки заземляют.

7. ГЛАВНЫЕ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Схемой электрических соединений электроустановки называют чертеж, на котором в условных обозначениях показаны основные элементы (генераторы, трансформаторы, а также двигатели, отключающие аппараты, измерительные трансформаторы), соединенные в той же последовательности, как и в действительности.

Схемы выполняются в однолинейном и трехлинейном изображении. Для упрощения и наглядности чаще используют однолинейные схемы, где показывают соединения для одной фазы.

Схемы первичных цепей (главные схемы) показывают цепи, по которым электроэнергия передается от источников к потребителям.

Кроме электрооборудования первичных цепей на электростанциях и подстанциях применяют вспомогательное оборудование (измерительные приборы, устройства релейной защиты и автоматики), предназначенное для управления и контроля за работой первичного оборудования. Схемами вторичных цепей называют схемы соединения вторичного (вспомогательного оборудования). Все соединения во вторичных цепях выполняют изолированными проводами и контрольными кабелями.

При выборе главных схем распределительных устройств станций или подстанций учитываются следующие факторы:

- значение и роль электростанции или подстанции в энергосистеме (электростанции - базисные или пиковые, приближенные к промышленным узлам или удаленные, связанные с другими электростанциями через шины высшего напряжения или среднего напряжения; подстанции - тупиковые, отпаечные, проходные или распределительные;
- категория потребителей по степени надежности электроснабжения;
- перспективы расширения;
- уровень токов короткого замыкания

Главные схемы электростанций должны удовлетворять основным требованиям:

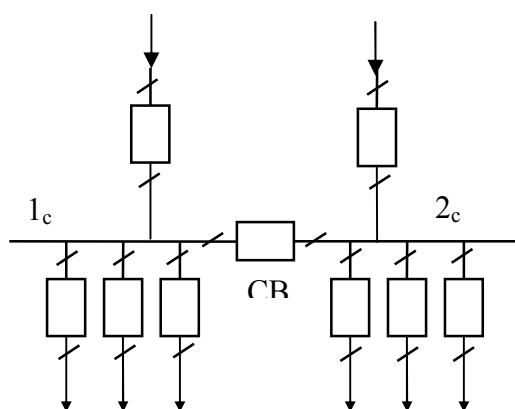
- надежность, т.е. способность схемы обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей, выдачу электроэнергии или транзит мощности при повреждениях оборудования;
- приспособленность к проведению ремонтов основного оборудования без ограничения электроснабжения потребителей;
- оперативная гибкость, т.е. приспособленность для проведения оперативных переключений минимальным числом операций за минимальное время и с минимальным риском;

- экономичность.

Структурные схемы (блок-схемы) электростанций и подстанций отражают связи генераторов и трансформаторов с распределительными устройствами (РУ) разного напряжения. Распределительное устройство представляет собой совокупность оборудования одного напряжения, соединенного по определенной схеме и воплощающее в натуре эту схему.

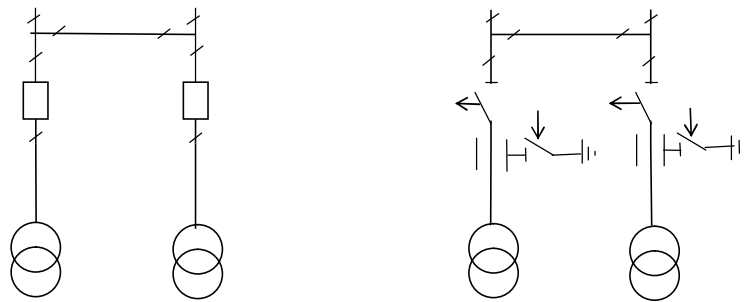
7.1 Виды главных схем

7.2 Одна рабочая система шин, секционированная выключателем



Такая схема применяется для РУ - 6,10, 35 кВ электростанций и подстанций. В нормальном режиме работы секционный выключатель (СВ) отключен. При исчезновении напряжения на одной секции СВ автоматически включается действием устройства АВР (автоматический ввод резерва). Секционный выключатель может быть включен оператором, если по какой-либо причине выводится из работы один ввод от источника. Схема позволяет при этом сохранить питание всех подключенных линий к потребителям. Так как потребители подключаются парными линиями к разным секциям, вывод в ремонт одной секции также не приводит к нарушению электроснабжения потребителей.

7.3 Блочные схемы



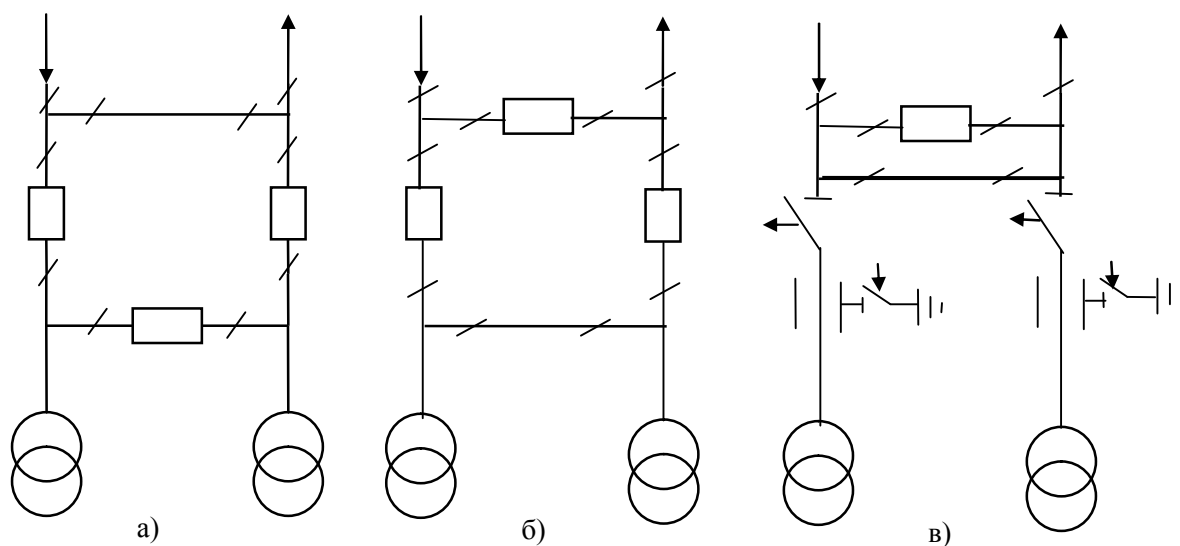
Блочные схемы (два блока линия-трансформатор с выключателями или отделителями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий)

применяются для распределительных устройств высшего напряжения тупиковых и отпаечных подстанций 35 – 220 кВ. Схемы с отделителями применяются для РУ 110 кВ, если мощность трансформаторов не превышает 25 МВА. Ток холостого хода таких трансформаторов невелик и при необходимости отключается отделителем. При большом токе холостого хода для отключения трансформатора пришлось бы обращаться на питающую электростанцию или подстанцию.

Ремонтная перемычка используется при выводе в ремонт одной из питающих линий. В ремонтной перемычке устанавливаются два разъединителя. Если бы в перемычке был установлен только один разъединитель, его ремонт вызвал бы полное погашение подстанции.

7.4 Мостиковые схемы

Мостиковые схемы применяются для РУ высшего напряжения проходных (транзитных) подстанций 35 - 220 кВ. Существуют два варианта мостиковой схемы с выключателями в цепях трансформаторов (а,б) и мостиковая схема с отделителями в цепях трансформаторов (в), которая применяется для проходных подстанций 110 кВ с трансформаторами мощностью до 25 МВА.



В мостиковых схемах транзит мощности осуществляется через рабочую перемычку с выключателем. Ремонтная перемычка служит для сохранения транзита при выводе в ремонт выключателя рабочей перемычки.

В схеме а) транзит мощности прерывается, если происходит повреждение в трансформаторе. Иногда это необходимо и использование схемы обоснованно. В схеме б) при повреждении трансформатора отключается только ближайший к нему выключатель. Транзит мощности через рабочую перемычку сохраняется. Поэтому схема б) применяется в случаях, когда передача транзита через подстанцию имеет большое значение для энергосистемы.

7.5 Схема квадрата

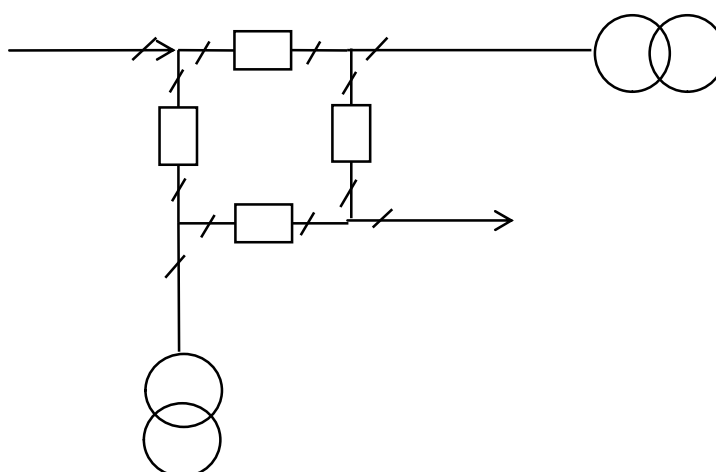


Схема применяется для РУ высшего напряжения проходных подстанций 220 кВкВ. В нормальном режиме работы включены все

выключатели. Ремонт любого выключателя может быть осуществлен без нарушения транзита мощности через подстанцию и отключения трансформаторов. Повреждения трансформаторов и выключателей также не приведут к нарушению транзита. Поэтому схема используется при повышенных требованиях к надежности транзита.

7.6 Одна рабочая система шин с обходной

Схема является усовершенствованием схемы с одной системой шин добавлением к рабочей системе шин (РСШ) специальной обходной (ОСШ).

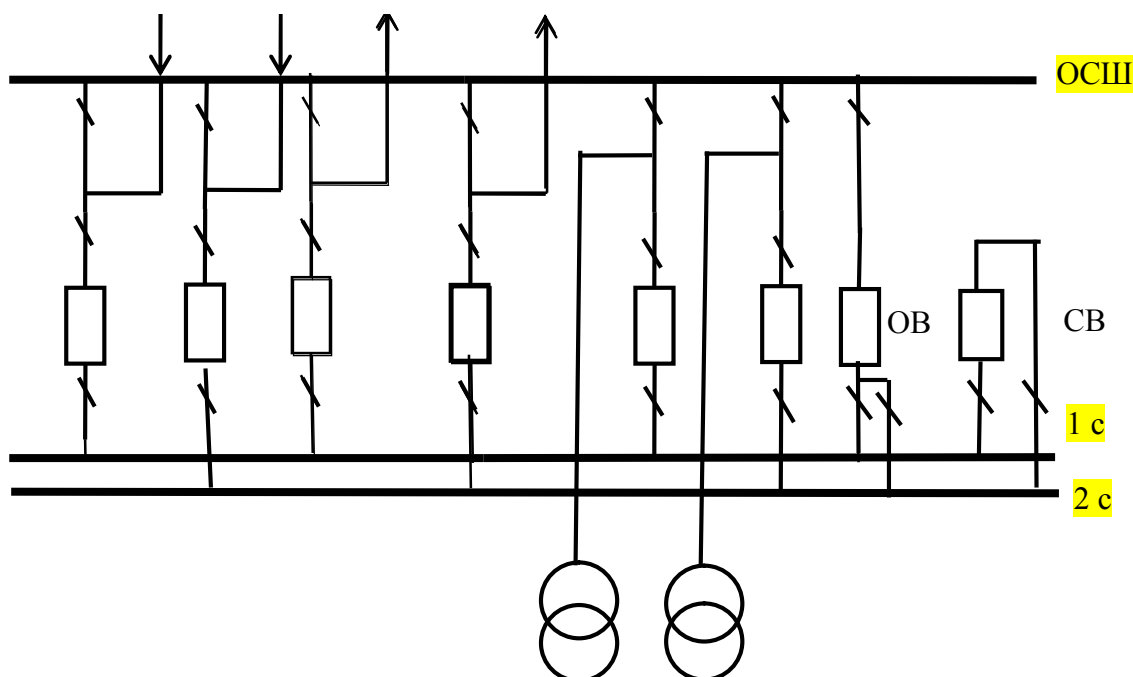
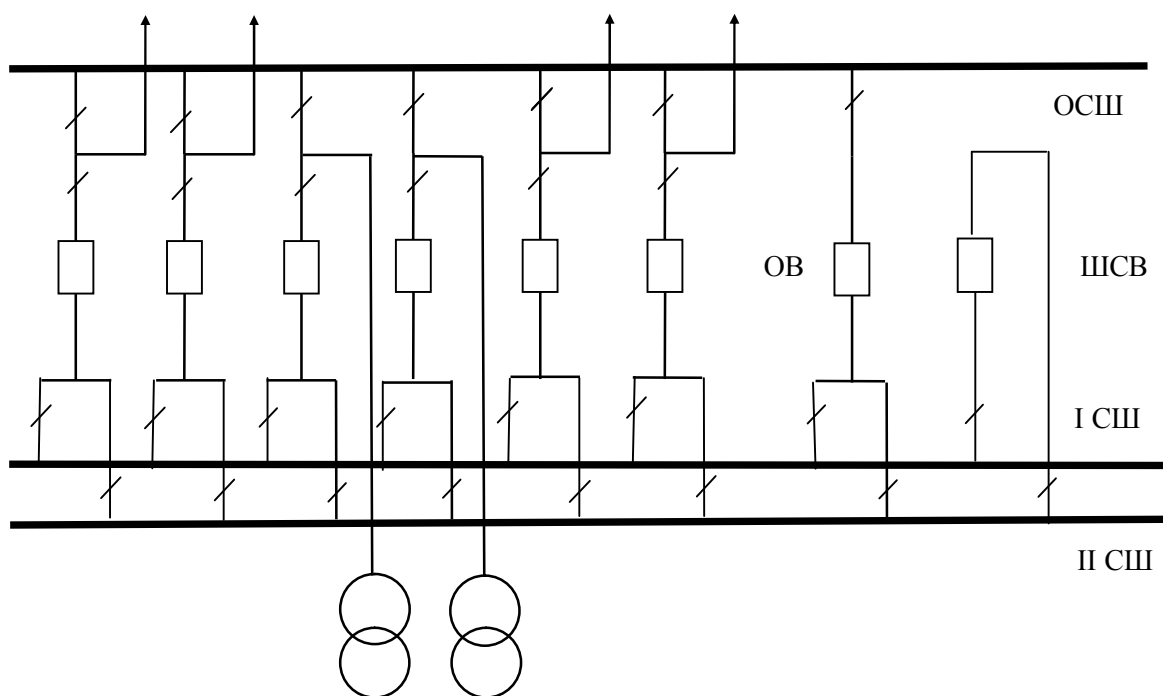


Схема применяется для РУ высшего напряжения распределительных подстанций 110 – 220 кВ. Обходная система шин используется при выводе в ремонт одного из выключателей присоединений без отключения линий к потребителям. Для этого включается обходной выключатель (ОВ), который заменяет ремонтируемый выключатель. В случае ремонта одной из секций рабочей системы шин неизбежно отключение подключенных к ней присоединений.

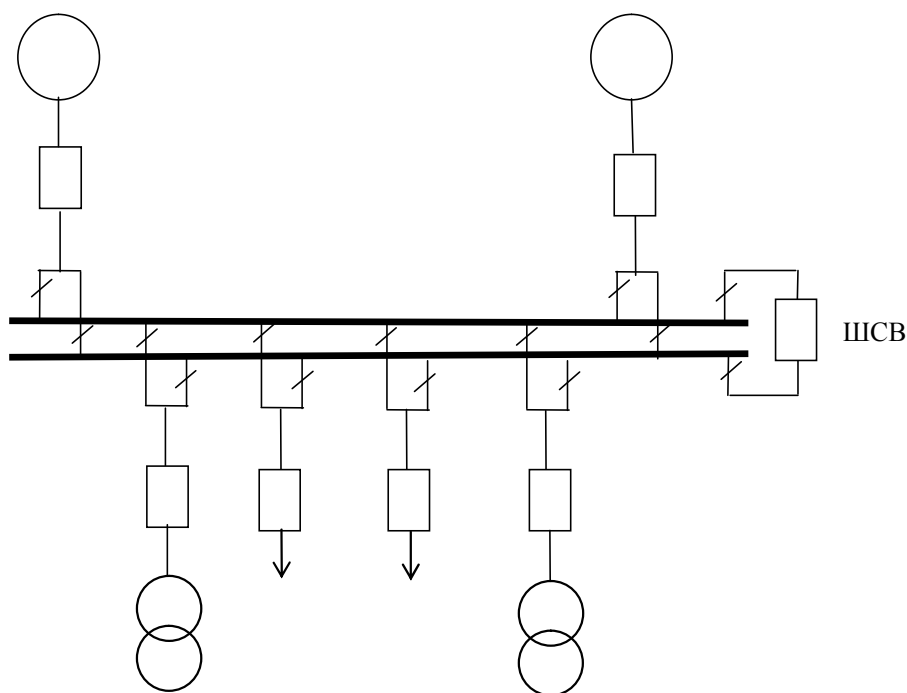
7.7 Две рабочие системы шин с обходной

Схема применяется для РУ высшего напряжения узловых подстанций и электростанций 110 – 220 кВ. При ремонте одной системы сборных шин присоединения переводятся на другую.



Шиносоединительный выключатель (ШСВ) в нормальном режиме работы может быть и включен и отключен. При переводе присоединений с одной системы шин на другую ШСВ должен находиться во включенном положении. Отдельные присоединения в нормальном режиме работы могут быть подключены к одной или обеим системам рабочей системы шин. Обходная система шин используется – как в предыдущей схеме – для ремонта выключателя одного из присоединений.

Для РУ генераторного напряжения электростанций (6, 10, 20 кВ) применяется схема с двумя рабочими системами сборных шин без обходной.



7.8 Схемы 3/2 и 4/3

Полуторная схема (а) или схема 3/2 применяется для РУ 330 – 500 кВ электростанций и подстанций. В данной схеме используется три выключателя на два присоединения. При этом ремонт любого выключателя и любой системы шин производится без отключения присоединений. Схема не требует установки ШСВ.

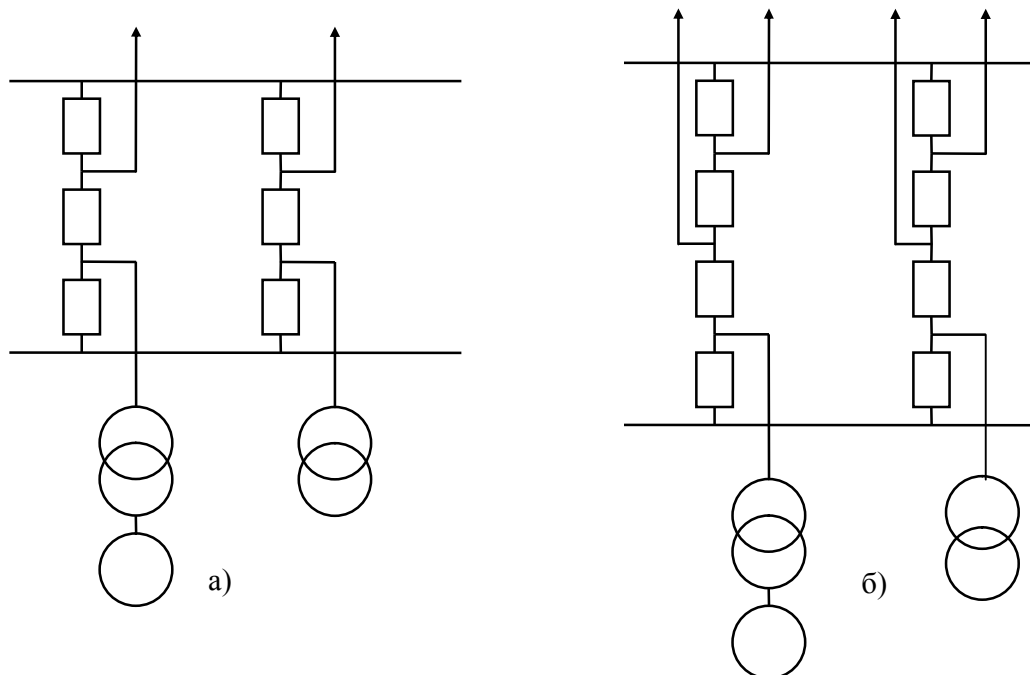


Схема 4/3 также применяется для РУ 330 – 500 кВ электростанций и подстанций. В ней четыре выключателя используются для подключения трех присоединений (б).

Библиографический список

1. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1986. 648 с.
2. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. высш. учеб. заведений. / Л.Д. Рожкова. Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова.-7-е изд.,»Академия»; 2010 - 448 с.
3. Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств.- М.: Энергоатомиздат, 1985. 220 с.
4. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций.- Л.: Энергоатомиздат, 1985. 312 с.
5. Электротехнический справочник: Т. 2, 3/ Под ред. Профессоров МЭИ. 7-е изд.-М.: Энергоатомиздат, 1986, 1989.
6. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под ред. И.А. Баумштейна, С.А. Бажанова. – М.: Энергоатомиздат, 1989. 768 с.
7. Электрическая часть станций и подстанций (справочные материалы) / Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Энергоиздат, 1989. 402 с.