



**И.Г. Голованов**

**ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ  
станции и подстанции**

---

**И.Г. Голованов**

**ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ  
станции и подстанции**

**Учебное пособие**

---

---

**2014**

## Содержание

Введение.....	2
Глава первая. Основное силовое электрооборудование.....	4
1. Синхронные генераторы.....	4
1.1 Конструкции синхронных генераторов.....	4
1.2 Охлаждение генераторов.....	9
1.3 Системы возбуждения.....	17
1.4 Гашение магнитного поля синхронного генератора.....	27
1.5 Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ).....	30
1.6 Включение синхронных генераторов на параллельную работу.....	34
2. Синхронные компенсаторы.....	41
3. Силовые трансформаторы.....	47
3.1 Типы трансформаторов и их параметры.....	47
3.2 Элементы конструкции силовых трансформаторов.....	52
3.3. Схемы и группы соединений обмоток трансформаторов.....	56
3.4 Системы охлаждения силовых трансформаторов.....	60
3.5 Нагрузочная способность силовых трансформаторов.....	63
3.6 Автотрансформаторы.....	66
3.7 Параллельная работа трансформаторов.....	72
Глава вторая. Характеристики, основные параметры и условия выбора электрооборудования.....	76
4. Силовое оборудование.....	76
4.1 Электрическая дуга.....	76
5. Высоковольтные выключатели.....	82
5.1 Общие сведения.....	83
5.2 Основные параметры выключателей.....	84
5.3 Масляные многообъемные выключатели.....	88
5.4 Маломасляные выключатели.....	95
5.5 Воздушные выключатели.....	119
5.6 Электромагнитные выключатели ВЭ-10.....	126
6. Вакуумные и элегазовые выключатели.....	132
6.1 Вакуумные выключатели серии ВВЭ-10.....	132
6.2 Элегазовые выключатели.....	136

6.3 Выключатели нагрузки.....	140
6.4 Управление выключателями.....	142
7. Разъединители, отделители, короткозамыкатели.....	150
7.1 Разъединители. Общие сведения.....	150
7.2 Разъединители для внутренней установки.....	152
7.3 Разъединители для наружной установки.....	156
7.4 Отделители.....	169
7.5 Короткозамыкатели.....	172
8. Разрядники, Токоограничивающие реакторы.....	175
8.1 Виды перенапряжений в электрических сетях.....	175
8.2 Трубчатые разрядники.....	177
8.3 Вентильный разрядник.....	183
8.4 Токоограничивающие реакторы.....	185
9. Измерительные трансформаторы.....	195
9.1 Трансформаторы тока.....	195
9.2 Конструкции трансформаторов тока для внутренней установки.....	204
9.3 Конструкции трансформаторов тока для наружной установки.....	210
9.4 Трансформаторы напряжения.....	214
9.5 Сухие трансформаторы напряжения серии НОС и НОСК.....	218
9.6 Масляные трансформаторы напряжения.....	221
9.7 Каскадные трансформаторы напряжения.....	223
Глава 3. Главные электрические схемы.....	224
10.1 Общие сведения.....	224
10.1.1 Классификация главных схем.....	226
10.2 Упрощенные схемы подстанции.....	229
10.3 Схемы на стороне высшего напряжения узловых подстанций.....	237
10.4 Схемы на среднем напряжении подстанций.....	243
10.5 Схемы на низшем напряжении подстанций.....	251
10.6 Схемы электрических соединений блочных электростанций.....	258
10.7 Схемы электрических соединений электростанций на генераторном напряжении.....	262
11. Схемы питания собственных нужд.....	271
12. Распределительные устройства.....	284

13. Закрытые распределительные устройства (ЗРУ). Требования к конструкциям ЗРУ.....	284
13.1 КРУ серии КУ-10Ц.....	289
14. Открытые распределительные устройства (ОРУ).....	292
15. Комплектные трансформаторные подстанции.....	297
16. Комплектные распределительные устройства наружной установки (КРУН).....	301
17. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией.....	304

## **Введение**

Основой экономики всех индустриальных стран мира является электроэнергетика. Прошрое столетие стал периодом интенсивного развития этой важнейшей отрасли промышленности.

На современном этапе развития экономики России необходимо дальнейшее развитие электроэнергетики. Это потребует ввода новых генерирующих мощностей и переоборудование уже действующих станций и подстанций, что предусматривает максимальный демонтаж выработавшего свой ресурс оборудования и замену его новым.

Выполнение этих задач потребует определённых финансовых потоков на приобретение нового оборудования и вовлечение в реализацию этих задач высококвалифицированного персонала.

Подготовка бакалавров по направлению «Электроэнергетика и электротехника» предусматривает изучение дисциплины «Электрические станции и подстанции». В данном учебном пособии приводится курс лекций и контрольных вопросов по дисциплине «Электрические станции и подстанции» для организации самостоятельной работы студентов над дисциплиной.

## **Глава первая. Основное силовое электрооборудование**

### **1. Синхронные генераторы**

**Тема лекции.** Синхронные генераторы. Сведения о конструкциях, основные параметры и характеристики. Системы охлаждения. Предельные мощности, системы возбуждения. Нормальный режим работы, способы включения в сеть, регулирование активной и реактивной мощности.

#### **1.1 Конструкции синхронных генераторов**

На электростанциях применяются синхронные генераторы трехфазного переменного тока. Для работы они соединяются при помощи муфт непосредственно с первичными двигателями станции, обычно с паровыми турбинами или гидротурбинами. В первом случае они называются *турбогенераторами*, во втором - *гидрогенераторами*, а вместе с первичными двигателями образуют соответственно турбоагрегат или гидроагрегат. Эти агрегаты представляют основное энергетическое оборудование станций, наиболее сложное и ответственное, особенно в тех случаях, когда агрегаты имеют единичные мощности в сотни тысяч киловатт. Турбогенераторы изготавливаются быстроходными на 3000 об/мин для непосредственного соединения с паровыми или газовыми турбинами, только генераторы небольших мощностей, соединяемые с дизелями и другими поршневыми машинами, изготовляют на 750-1500 об/мин. Разработаны новые турбогенераторы мощностью 1200 МВт на 1500 об/мин. Гидрогенераторы изготовляют при больших мощностях на 60-125 об/мин, при средних и малых - на 125-750 об/мин, т.е. они являются тихоходными машинами. Такой широкий диапазон скоростей гидрогенераторов связан с большим разнообразием напоров и расходов воды на различных ГЭС. В синхронном генераторе постоянный ток, обтекающий обмотку возбуждения, создает магнитный поток, неподвижный относительно ротора. При вращении этот поток пересекает обмотку статора и наводит в ней синусоидальную ЭДС с частотой, соответствующей скорости вращения ротора. Если машина имеет  $p$  пар полюсов и вращается со скоростью  $n$  оборотов в минуту, то частота

переменного тока будет  $f = p \cdot n / 60$  Гц, а при заданной частоте  $n = (60/p) \cdot f$  об/мин.

У турбогенераторов цилиндрическая обрешетка статора, образующая остов, обшивается толстыми стальными листами при помощи сварки и образует неразъемный герметичный корпус (рисунок 1.1). Сердечник статора шихтуется из штампованных листов электротехнической стали толщиной 0,5 мм в виде сегментов, которые собираются в пакеты толщиной 40-60 мм; между пакетами при укладке или в корпусе образуются радиальные вентиляционные каналы шириною в 10 мм.

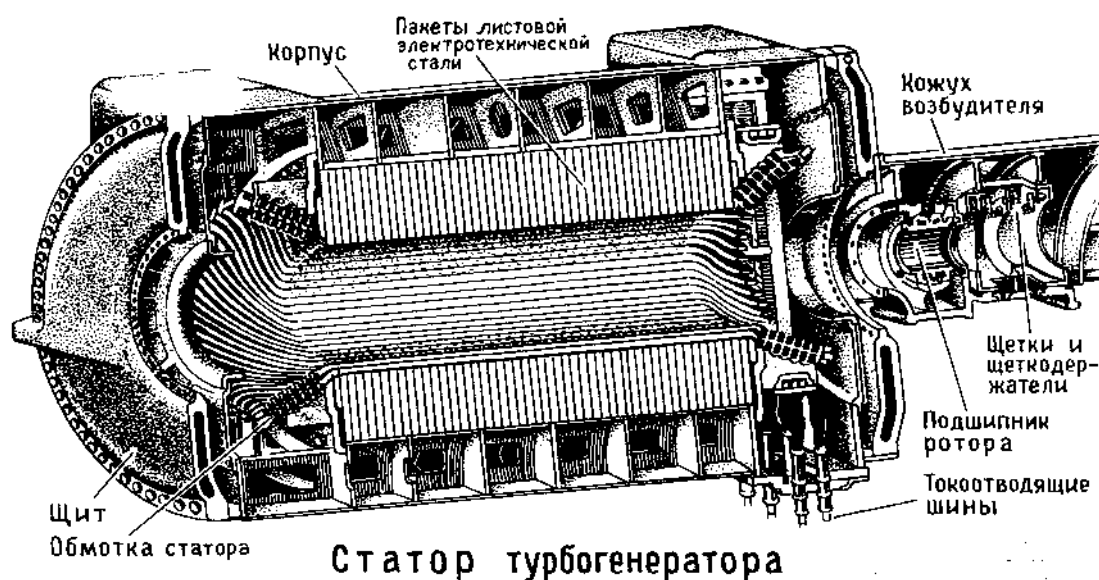


Рисунок 1.1 – Разрез статора генератора

Обмотка статора укладывается в пазы сердечника одной или двумя параллельными ветвями. Выводы обмотки располагаются в нижней части статора со стороны возбуждателя. Количество выводов может быть 6, 9 или 12 в зависимости от числа параллельных ветвей обмотки и возможных внутренних соединений. В пазах обмотка закрепляется деревянными или текстолитовыми клиньями, а лобовые ее части, особенно подверженные электродинамическим силам при коротких замыканиях, закрепляются к кронштейнам при помощи стальных бандажных колец. При принятой номинальной частоте 50 Гц быстроходные турбогенераторы на 3000 об/мин имеют ротор с одной парой полюсов. Роторы таких машин изготавливаются неявнополюсными и



представляют собой цилиндрическую массивную цельнокованую поковку (бочку) из углеродистой или специальной легированной стали (рисунок 1.2).

Вдоль бочки ротора фрезеруют радиальные пазы, в которые укладывают обмотку возбуждения. Для удержания лобовых частей обмотки, расположенных вне пазов, применяют бандажные кольца (каппы) из высокопрочной легированной или аустенитной немагнитной стали. После укладки обмотки в пазы ротора вставляют стальные или дюралевые клинья для удержания обмотки от смещения при вращении.

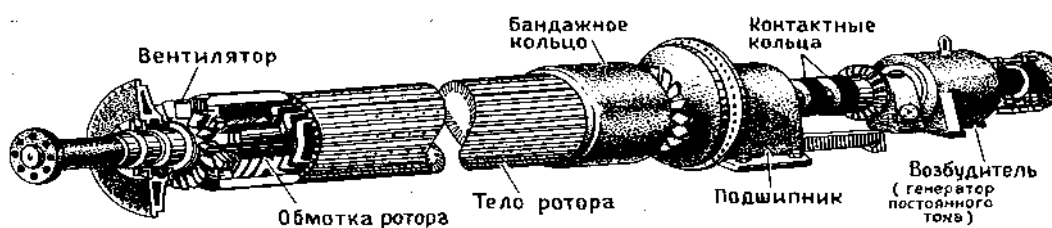


Рисунок 1.2 – Ротор турбогенератора

Мощные тихоходные гидрогенераторы выполняются с вертикальным расположением вала. В верхней части агрегата располагается генератор, а в нижней - гидротурбина.

В связи с тем, что гидрогенераторы работают при малых оборотах, их роторы выполняются как явнополюсные конструкции с большим числом полюсов. В зависимости от расположения вала гидрогенераторы делят на вертикальные и горизонтальные. Гидрогенераторы средней и большой мощности имеют вертикальное расположение, а гидрогенераторы небольшой мощности – горизонтальное. Вертикальные гидрогенераторы имеют один опорный подшипник (подпятник), общий для всего гидроагрегата турбина – генератор.

Подпятник воспринимает большую нагрузку, определяемую силой тяжести ротора генератора и рабочего колеса турбины, а также вертикальной составляющей реакции воды, и передает ее крестовине, которая называется в этом случае опорной. Радиальные усилия, действующие на ротор, воспринимают два направляющих подшипника. Они же обеспечивают

вертикальное положение ротора. В зависимости от расположения подпятника различают гидрогенераторы подвесного и зонтичного типов.

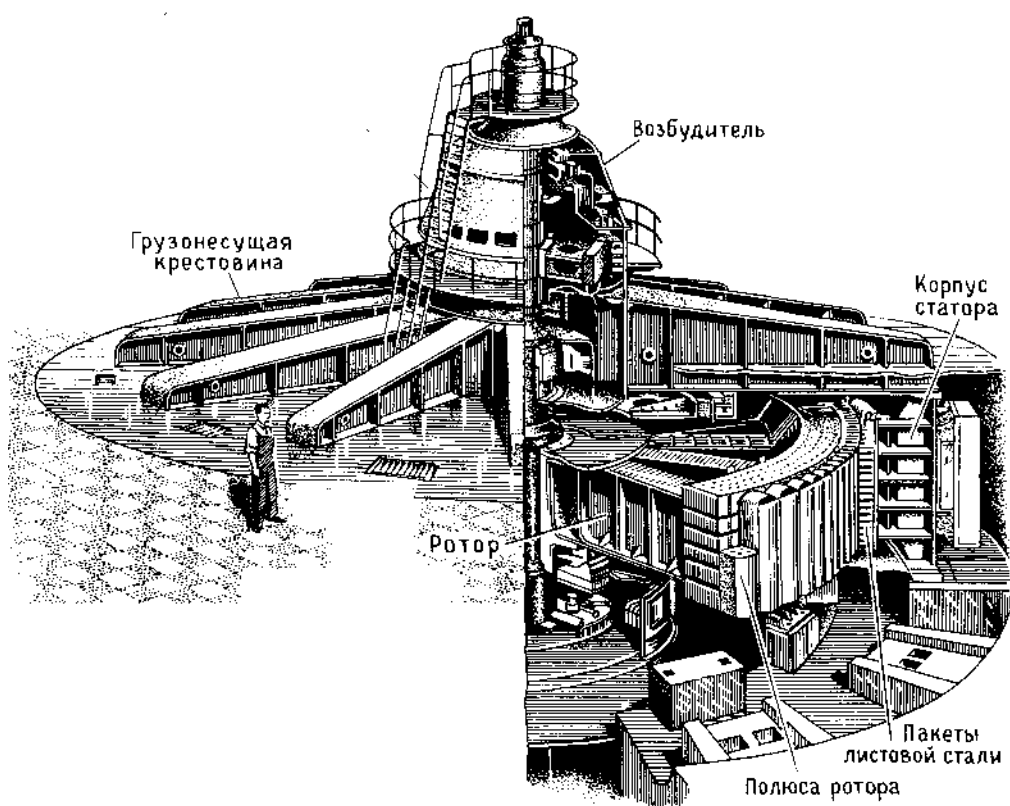


Рисунок 1.3 – Гидрогенератор вертикального типа

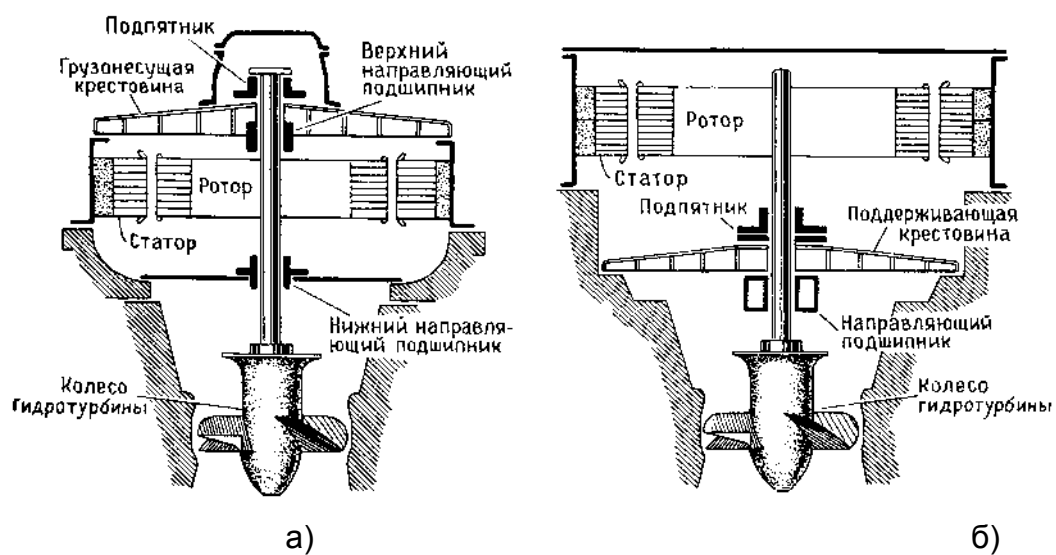


Рисунок 1.4 – Принципиальная схема конструкции гидрогенераторов

а) подвесного типа; б) зонтичного типа

В гидрогенераторе подвесного типа (рисунок 1.4,а) подпятник находится над ротором, в верхней опорной крестовине, а в гидрогенераторе зонтичного типа (рисунок 1.4,б) – под ротором, в нижней опорной крестовине. Подвесное исполнение гидрогенератора обеспечивает более высокую механическую устойчивость машины и более свободный доступ к подпятнику и другим частям агрегата. Зонтичное исполнение позволяет уменьшить массу агрегата, снизить его высоту и, соответственно, высоту здания гидроэлектростанции. Границы применения генераторов подвесного и зонтичного типов определяются в основном их мощностью и частотой вращения. Благодаря применению электросварки конструкции гидрогенераторов существенно изменились от громоздких литых до более легких сварных из листовой стали. Однако и при этих условиях роторы мощных гидрогенераторов достигают диаметра 14-16 м, а статоры – 20-22 м. Ротор гидрогенератора выполняется с шихтованным ободом, состоящим из отдельных частей, набранных из листовой стали толщиной 4-6 мм. Полюсы крепятся к ободу Т-образными хвостами с помощью болтов и клиньев. Полюсы ротора снабжены поперечной демпферной обмоткой из медных стержней, уложенных в пазах полюса у периферии, образующих успокоительную короткозамкнутую обмотку. Эта обмотка предназначена для успокоения колебаний ротора генератора при всяком изменении его нагрузки. Эти обмотки вступают в действие всякий раз при отклонении скорости ротора от синхронной. При нагрузке или разгрузке генератора возникает некоторое скольжение, так как ротор забегает вперед или отстает. Благодаря этому в демпферной обмотке будут наводиться токи, и возникает асинхронный момент ротора: при опережении - генераторный, при отставании – двигательный. В первом случае ротор притормаживает, во втором – подгоняется до синхронной скорости. В турбогенераторах роль успокоительной обмотки выполняет массивная бочка ротора и металлические клинья, закрепляющие обмотку возбуждения в пазах ротора. В связи с ростом мощностей электрических станций строятся турбо- и гидрогенераторы больших единичных мощностей. Ведущие заводы выпускают серии турбогенераторов мощностью 100, 160, 200 и 300, 500, 800 1200 МВт.

## 1.2 Охлаждение генераторов

Во время работы синхронного генератора его обмотки и активная сталь нагреваются. Допустимые температуры нагрева обмоток статора и ротора зависят в первую очередь от применяемых изоляционных материалов и температуры охлаждающей среды. Согласно ГОСТ 533-76 для изоляции класса В (на асфальтобитумных лаках) допустимая температура нагрева обмотки статора должна находиться в пределах  $105^{\circ}\text{C}$ , а ротора  $130^{\circ}\text{C}$ . При более теплостойкой изоляции обмоток статора и ротора, например, классов F и H, пределы допустимой температуры нагрева увеличиваются. В процессе эксплуатации генераторов изоляция обмоток постепенно стареет. Причиной этого являются загрязнение, увлажнение, окисление кислородом воздуха, воздействие электрического поля и электрических нагрузок и т. д. Однако главной причиной старения изоляции является ее нагрев. Чем выше температура нагрева изоляции, тем быстрее она изнашивается, тем меньше срок ее службы. Срок службы изоляции класса В при температуре нагрева ее до  $120^{\circ}\text{C}$  составляет около 15 лет, а при нагреве до  $140^{\circ}\text{C}$  — сокращается почти до 2 лет. Та же изоляция при температуре нагрева  $105^{\circ}\text{C}$  (т. е. в пределах ГОСТ) стареет значительно медленнее и срок службы ее увеличивается до 30 лет. Поэтому во время эксплуатации при любых режимах работы генератора нельзя допускать нагрева его обмоток выше допустимых температур. Для того чтобы температура нагрева не превышала допустимых значений, все генераторы выполняют с искусственным охлаждением. По способу отвода тепла от нагретых обмоток статора и ротора различают косвенное и непосредственное охлаждение. При косвенном охлаждении охлаждающий газ (воздух или водород) с помощью вентиляторов, встроенных в торцы ротора, подается внутрь генератора и прогоняется через немагнитный зазор и вентиляционные каналы. При этом охлаждающий газ не соприкасается с проводниками обмоток статора и ротора, и тепло, выделяемое ими, передается газу через значительный тепловой барьер — изоляцию обмоток. При непосредственном охлаждении охлаждающее вещество (газ или жидкость) соприкасается с проводниками обмоток генератора, минуя изоляцию и сталь зубцов, т. е. непосредственно.

**Воздушное охлаждение.** Существуют две системы воздушного охлаждения – проточная и замкнутая.

Проточную систему охлаждения применяют редко и лишь в турбогенераторах мощностью до 2 МВА, а также в гидрогенераторах до 4 МВА. При этом через генератор прогоняется воздух из машинного зала, который быстро загрязняет изоляцию обмоток статора и ротора, что в конечном счете сокращает срок службы генератора.

При замкнутой системе охлаждения один и тот же объем воздуха циркулирует по замкнутому контуру. Схематично циркуляция воздуха при таком охлаждении для турбогенератора представлена на рис.1.5:

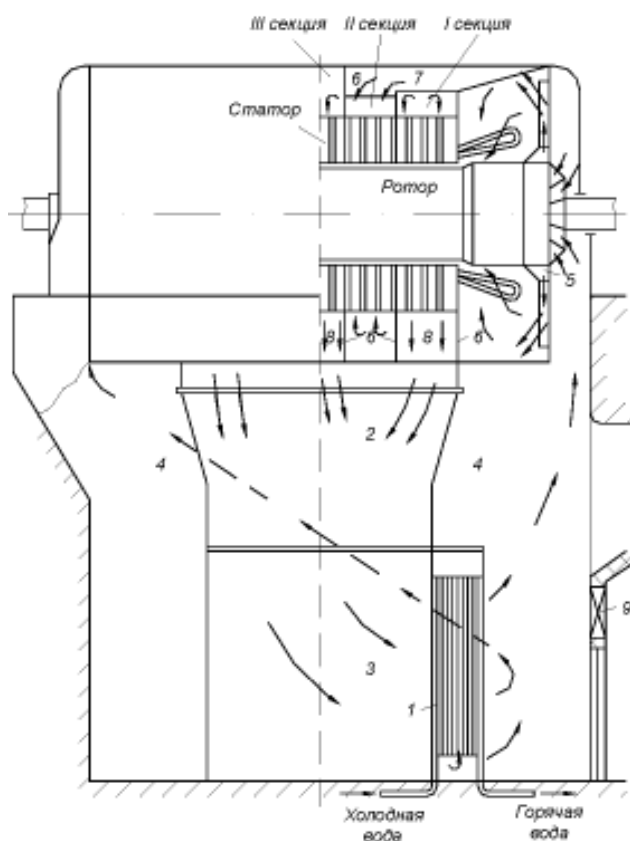


Рисунок 1.5 – Замкнутая система воздушного охлаждения

Для охлаждения воздуха служит воздухоохладитель 1, по трубкам которого непрерывно циркулирует вода. Нагретый в машине воздух выходит через патрубок 2 в камеру горячего воздуха 3, проходит через воздухоохладитель и через камеру холодного воздуха 4 снова возвращается в машину. Холодный воздух нагнетается в машину встроенными вентиляторами

5. В генераторах с большой длиной активной части холодный воздух подается с обоих торцов машины.

В целях повышения эффективности охлаждения турбогенераторов, длина активной части которых особенно велика, а воздушный зазор мал, используют многоструйную радиальную систему вентиляции. Для этого вертикальными плоскостями 6 делят систему охлаждения турбогенераторов на ряд секций. В каждую секцию воздух поступает из воздушного зазора (1 и 3 секции) или из специального осевого канала 7 (2 секция).

Для увеличения поверхности соприкосновения нагретых частей с охлаждающим воздухом в активной стали машины выполняют систему вентиляционных каналов. Пройдя через радиальные вентиляционные каналы в стали, нагретый воздух уходит в отводящие камеры 8. Многоструйная вентиляция обеспечивает равномерное охлаждение турбогенератора по всей длине. Для восполнения потерь в результате утечек предусмотрен дополнительный забор воздуха через двойные масляные фильтры 9, установленные в камере холодного воздуха.

Отечественные заводы изготавливают турбогенераторы с замкнутой системой воздушного охлаждения мощностью до 12 МВт включительно.

#### **Косвенное водородное охлаждение турбогенераторов.**

Турбогенераторы с косвенным водородным охлаждением имеют в принципе такую же схему вентиляции, как и при воздушном охлаждении. Отличие состоит в том, что объем охлаждающего водорода ограничивается корпусом генератора, в связи с чем охладители встраиваются непосредственно в корпус. Размещение газоохладителей и схема циркуляции водорода внутри генератора представлены на рис. 1.6: Водородное охлаждение эффективнее воздушного, так как водород как охлаждающий газ по сравнению с воздухом имеет ряд существенных преимуществ. Он имеет в 1,51 раза больший коэффициент теплопередачи, в 7 раз более высокую теплопроводность. Последнее обстоятельство предопределяет малое тепловое сопротивление прослойки водорода в изоляции и зазорах пазов. Значительно меньшая плотность водорода по сравнению с воздухом позволяет уменьшить вентиляционные потери в 8 – 10 раз, в результате чего КПД генератора увеличивается на 0,8 – 1 %. Отсутствие окисления изоляции в среде водорода

по сравнению с воздушной средой повышает надежность работы генератора и увеличивает срок службы изоляции обмоток. К достоинствам водорода относится и то, что он не поддерживает горения, поэтому в генераторах с водородным охлаждением можно отказаться от устройства пожаротушения.

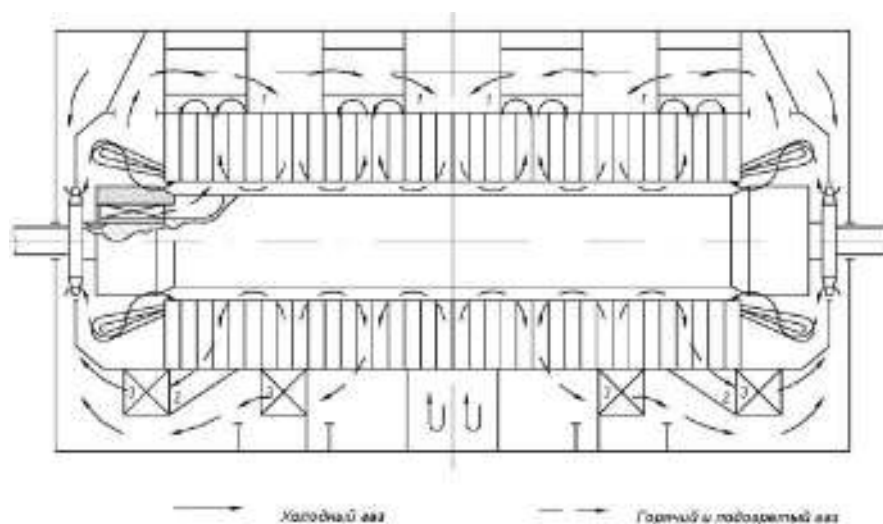


Рисунок 1.6 – Схема многоструйной радиальной вентиляции в турбогенераторах: 1 – камеры холодного газа; 2 – камеры горячего газа; 3 – газохладители

Водород, заполняющий генератор в смеси с воздухом (от 4,1 до 74%, а в присутствии паров масла - от 3,3 до 81,5%), образует взрывоопасную смесь. Поэтому у машин с водородным охлаждением должна быть обеспечена высокая герметичность корпуса статора масляными уплотнениями вала, уплотнением токопроводов к обмоткам статора и ротора, уплотнением крышек газохладителей, лючков и съемных торцевых щитов. Наиболее сложно выполнить надежные масляные уплотнения вала генератора, препятствующие утечке газа. Чем выше избыточное давление водорода, тем эффективнее охлаждение генератора, следовательно, при одних и тех же размерах генератора можно увеличить его номинальную мощность. Однако при избыточном давлении более 0,4 – 0,6 МПа прирост мощности генератора не оправдывает затрат на преодоление возникающих при этом технических трудностей (усложнение работы уплотнений и изоляции обмоток). Поэтому давление водорода в современных генераторах более 0,6 МПа не применяется.

Генераторы с косвенным водородным охлаждением могут при необходимости работать и с воздушным охлаждением, но при этом их мощность соответственно уменьшается.

### **Непосредственное водородное охлаждение турбогенераторов.**

Даёт ещё больший эффект по сравнению с косвенным водородным охлаждением дает непосредственное (внутреннее) охлаждение, когда водород подается внутрь полых проводников обмотки.

В генераторах серии ТВФ применяется косвенное охлаждение обмоток статора водородом и непосредственное (форсированное) охлаждение обмотки ротора. Система вентиляции роторов генераторов серии ТВФ представлена на рисунок 1.7.

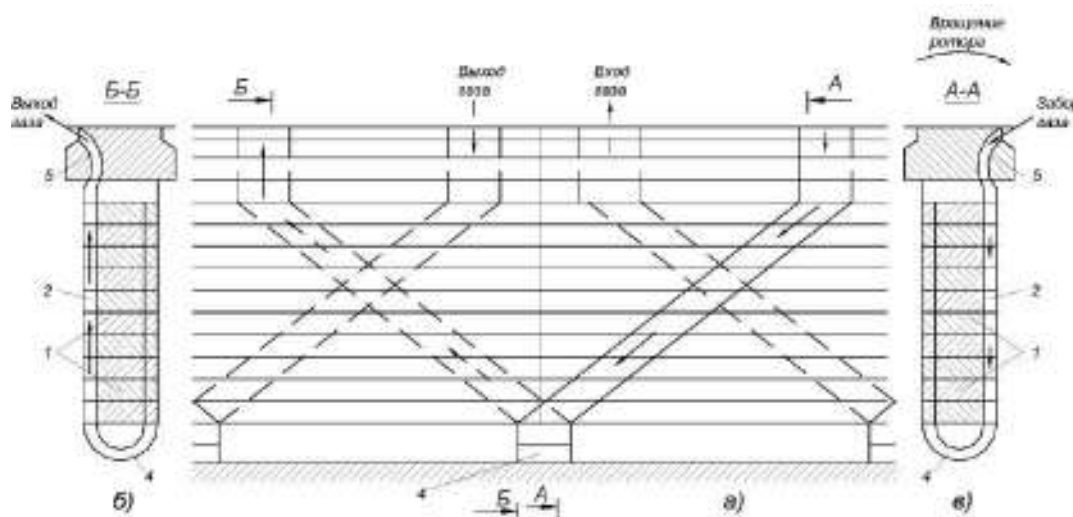


Рисунок 1.7 – Конструкция вентиляционного канала в обмотке ротора с непосредственным охлаждением: а) – продольный разрез; б) и в) – поперечные косые разрезы по пазу ротора

Охлаждающий газ забирается из зазора с последующим выбросом нагретого газа обратно в зазор. При этом проводники 7 обмотки ротора выполняются сплошными прямоугольного сечения, а на боковых поверхностях их фрезеруются косые вентиляционные каналы 2. При работе генератора (вращении ротора) водород поступает в заборное отверстие J и, проходя по косому вентиляционному каналу до дна паза 4, выходит уже с другой стороны паза (катушки) в другой канал и через выпускное отверстие 5 попадает снова в зазор.



Генераторы серии ТГВ мощностью 200 и 300 МВт имеют несколько иную систему охлаждения ротора. Водород циркулирует в аксиальных прямоугольных каналах, которые образуются корытообразными проводниками обмотки возбуждения. В генераторах этого типа выполнено также непосредственное охлаждение обмоток статора. Водород подается в тонкостенные трубки из немагнитной стали, заложенные внутри стержней обмотки (рисунок 1.8) и открытые в лобовых частях.

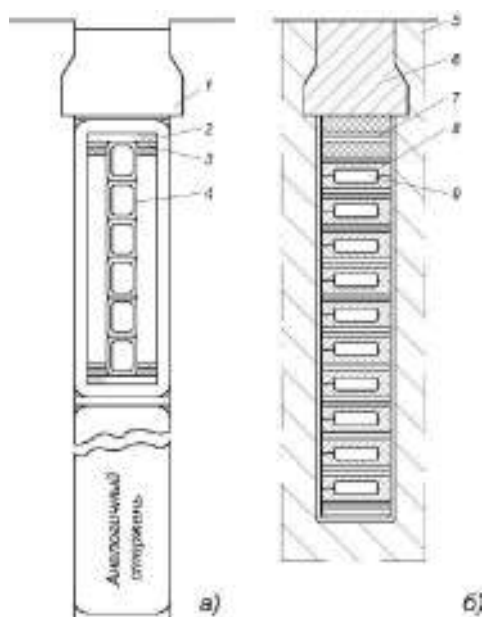


Рисунок 1.8 – Разрез паза статора а) и ротора б) генератора типа ТГВ: 1 – пазовый клин; 2 – корпусная изоляция ; 3 – массивный элементарный проводник; 4 – газовые трубки; 5 – бочка ротора; 6 – дюралюминиевый клин; 7 – подклиновка изоляция; 8 – полувитки обмотки; 9 – горизонтальный вентиляционный канал

В обоих типах генераторов (ТГВ и ТВФ) давление водорода в корпусе поддерживается 0,2 - 0,4 МПа.

Генераторы с непосредственным водородным охлаждением на воздушном охлаждении работать не могут, так как обмотка, рассчитанная на форсированное охлаждение водородом, при работе на воздушном охлаждении перегреется и выйдет из строя. Поэтому при появлении больших утечек водорода из генератора, сопровождающихся глубоким и быстрым снижением давления водорода, генератор с непосредственным охлаждением должен быть аварийно разгружен и отключен от сети. Включение в сеть отключенного

генератора может быть произведено лишь после устранения утечек и перевода его на водород, если для отыскания утечек он был переведен на воздух.

**Непосредственное жидкостное охлаждение генераторов.** При выполнении непосредственного жидкостного охлаждения генераторов в качестве охлаждающей жидкости применяют дистиллированную воду или масло, которые обладают более высокой теплоотводящей способностью по сравнению с водородом и, следовательно, позволяют еще больше увеличить единичные мощности генераторов при сохранении их размеров.

Дистиллированная вода как охлаждающее вещество по сравнению с маслом имеет значительно больше достоинств: более высокие теплоотводящие свойства, пожаробезопасность. Поэтому в большинстве случаев мощные генераторы, выполняются с водяным охлаждением.

Обмотка статора генератора выполнена из сплошных и полых медных элементарных проводников прямоугольного сечения, по которым циркулирует вода. Питание обмотки водой осуществляется путем подвода ее к каждой параллельной ветви с помощью шлангов из пластмассы, обладающей высокой электрической прочностью и необходимой эластичностью (например, фторопласт). Охлаждение обмотки статора водой в сочетании с непосредственным охлаждением обмотки ротора и активной стали водородом применяется в турбогенераторах типа ТВВ мощностью 160-800 МВт. Опыт эксплуатации турбогенераторов серии ТВВ показал, что они имеют значительные резервы в системе охлаждения. В результате была предложена новая единая серия генераторов ТВВ и одновременно ТВФ, которые также используют систему форсированного охлаждения ротора. Новые машины за счет использования более высоких электромагнитных нагрузок (в основном линейной токовой нагрузки и плотностей тока), улучшения конструкции системы охлаждения получились легче и надежнее своих предшественников. Расход материалов на изготовление новой серии генераторов ТВВ-160-2ЕУЗ на 20% меньше, чем ранее выпускавшихся генераторов ТВВ-165-2УЗ. Новые генераторы имеют также лучшие температурные характеристики по сравнению с ранее выпускавшимся генератором ТВВ-165-2УЗ. Водяное охлаждение статорной обмотки применяется также в мощных вертикальных гидрогенераторах типа СВФ. Обмотка ротора и активная сталь таких

генераторов имеют непосредственное воздушное охлаждение. Выполнение непосредственного охлаждения ротора генератора связано с большими трудностями, особенно в отношении подвода воды к вращающемуся ротору. В нашей стране выпущена серия турбогенераторов ТВМ, которые имеют комбинированную систему охлаждения: ротор охлаждается водой, а статор (обмотка, активная сталь и конструктивные элементы) - кабельным маслом. В турбогенераторе ТВМ применена для изоляции обмоток статора сравнительно дешевая и надежная бумажно-масляная изоляция кабельного типа. Это позволило сократить расходы на изоляцию обмоток генератора, например, ТВМ-300 в 4 раза по сравнению с расходами на изоляцию обмоток генераторов ТВВ и ТГВ такой же мощности. Бумажно-масляная изоляция позволяет применять более высокие номинальные напряжения для генераторов без значительного увеличения затрат. Так, например, генератор ТВМ-500 спроектирован на напряжение 36,75 кВ, в то время как обычно для генераторов такой мощности применяется напряжение 20 кВ. Увеличение номинального напряжения позволило уменьшить ток статора почти в 2 раза и облегчить токоведущие части. Применение масляного охлаждения статоров гидрогенераторов дало возможность увеличить напряжение обмотки до 110 кВ (генератор 15 МВА Сходненской ГЭС), что позволяет включать генератор в сеть без промежуточной трансформации. Принудительная циркуляция масла внутри аксиальных каналов в обмотке и стали статора обеспечивает достаточно интенсивный отвод тепла. Пространство, в котором вращается ротор генератора, отделяется от статора, заполненного маслом, изоляционным цилиндром. Дальнейшим шагом в направлении развития систем охлаждения является разработка криогенных генераторов с охлаждением жидким гелием. Естественно, что в первую очередь речь идет об охлаждении обмотки возбуждения (обмотки ротора), которая имеет наибольшие электромагнитные нагрузки.

### **1.3 Системы возбуждения**

Система возбуждения предназначена для питания обмотки возбуждения синхронной машины постоянным током и соответствующего регулирования тока возбуждения. Систему возбуждения принято характеризовать

номинальным напряжением возбуждения  $U_{\text{фном}}$  на выводах обмотки возбуждения и номинальным током  $I_{\text{фном}}$  в обмотке возбуждения, которые соответствуют номинальному режиму работы электрической машины; номинальной мощностью возбуждения  $P_{\text{фном}} = U_{\text{фном}} \cdot I_{\text{фном}}$ , которая обычно составляет 0,2-0,6% номинальной мощности машины; форсировочной способностью (кратностью форсировки); быстродействием системы возбуждения во время аварий в энергосистеме и быстротой развозбуждения генератора в случаях его повреждений. Выбор номинального напряжения возбуждения определяется: мощностью возбуждения; предельными токами, которые могут быть пропущены через контактные кольца и щетки; предельными напряжениями, при которых возбудители работают надежно, и т. д. Номинальное напряжение возбуждения современных генераторов составляет 80 – 600 В. Нижний предел относится к генераторам мощностью несколько мегаватт, верхний - к генераторам большой мощности. Номинальный ток возбуждения также зависит от мощности генератора. Для генераторов небольшой мощности он составляет несколько десятков или сотен ампер, а для генераторов мощностью более 200 МВт достигает 2000 – 8000 А. Под форсировочной способностью по напряжению понимают отношение наибольшего установившегося напряжения (потолка)  $U_{\text{фп.у}}$  возбудителя к номинальному напряжению возбудителя  $U_{\text{фном}}$ , а под форсировочной способностью по току понимают отношение предельного (наибольшего допустимого по нагреву обмотки ротора) тока возбуждения  $I_{\text{фп}}$ , обеспечиваемого возбудителем в режиме форсировки, к номинальному току возбуждения  $I_{\text{фном}}$ .

Быстродействие системы возбуждения в процессе форсировки напряжения при авариях в энергосистемах характеризуют номинальной скоростью нарастания напряжения возбудителя, 1/с, которая определяется по формуле:

$$V = 0,632 \cdot \frac{U_{\text{фном}} - U_{\text{фном}}}{U_{\text{фном}} \cdot t_1}, \quad (1.1)$$

где  $U_{\text{fn}}$  – предельное напряжение возбудителя (для электромашинных возбудителей  $U_{\text{fn}}=U_{\text{fn.y}}$ , для выпрямительных систем  $U_{\text{fn}}>U_{\text{fn.y}}$ )  $t_1$ – время, в течение которого напряжение возбудителя возрастает до значения  $U_f=U_{\text{fnom}}+0,632\cdot(U_{\text{fn}}-U_{\text{fnom}})$ .

Для систем возбуждения, у которых кривая  $u_f=f(t)$ , может быть представлена экспонентой (рисунок 1.9):

$$U = U_{\text{fn}} - (U_{\text{fn}} - U_{\text{fnom}}) \cdot e^{-t/T_e}, \quad (1.2)$$

где время  $t_1 = T_e$ .

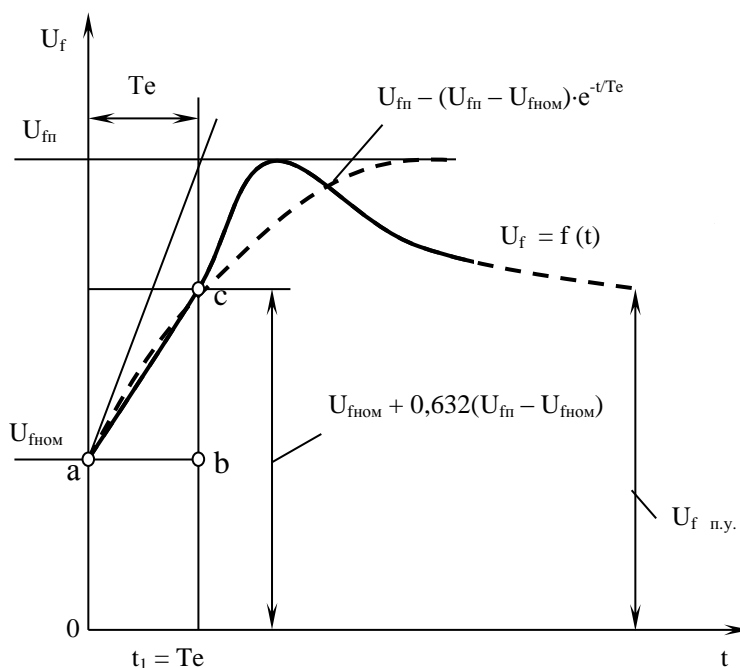


Рисунок 1.9 – Определение минимальной скорости нарастания напряжения возбудителя

Постоянная времени подъема напряжения возбудителя  $T_e$  определяется параметрами возбудителя, кратностью форсировки и быстродействием автоматического регулятора возбуждения, а при электромашинной системе возбуждения также и частотой вращения возбудителя. Скорость нарастания напряжения тем выше, чем больше потолок возбуждения и чем меньше постоянная времени  $T_e$ .

К системе возбуждения синхронных машин предъявляются высокие требования. Она должна обеспечивать надежное питание обмотки возбуждения в нормальных и аварийных режимах, устойчивое регулирование тока возбуждения при изменении нагрузки генератора от нуля до номинальной, а также потолочное возбуждение в течение определенного времени, необходимого для восстановления режима после ликвидации аварии. Кроме того, она должна быть достаточно быстродействующей и иметь кратность форсировки по напряжению не менее 2,0 (часто ее увеличивают до 3 – 4 и более).

Кратность форсировки по напряжению и соответственно предельное напряжение возбудителя ограничиваются испытательным напряжением изоляции обмотки ротора, а при наличии коллекторного возбудителя - и опасностью появления кругового огня на коллекторных пластинах. Предельный ток возбуждения и длительность работы с таким током ограничиваются допустимым нагревом ротора и зависят от типа системы охлаждения.

Номинальная скорость нарастания напряжения возбуждения должна быть не менее 2 1/с, а для генераторов, к которым предъявляются повышенные требования в отношении устойчивости, она может быть значительно выше (более 7-9 1/с).

В зависимости от источника энергии, используемого для возбуждения синхронной машины, все системы возбуждения можно подразделить на три основные группы:

1) системы возбуждения, в которых источником энергии является генератор постоянного тока (возбудитель);

2) системы возбуждения, в которых источником энергии является генератор переменного тока (возбудитель). Переменный ток этого генератора преобразуется в постоянный ток с помощью полупроводниковых управляемых или неуправляемых выпрямителей;

3) системы возбуждения, в которых используется энергия самой возбуждаемой машины (самовозбуждение). Эта энергия преобразуется с помощью специальных трансформаторов и полупроводниковых выпрямителей.

Системы возбуждения первой группы являются независимыми от напряжения возбуждаемой машины, если возбудитель приводится во вращение

от ее вала или от электродвигателя, который подключен к вспомогательному генератору, расположенному на одном валу с возбуждаемой машиной. Вторая система также является независимой, а третья - зависимой от напряжения возбуждаемой машины.

### **Электромашинные системы возбуждения с возбудителем – генератором постоянного тока**

Здесь возбудителем служит генератор постоянного тока, который, в зависимости от схемы питания его обмотки возбуждения, работает или по схеме самовозбуждения, или по схеме независимого возбуждения (рисунок 1.10).

В последнем случае устанавливают вторую машину постоянного тока - подвозбудитель. Для возбуждения синхронных генераторов большее распространение получила схема с самовозбуждением возбудителя, как более простая и обеспечивающая большую надежность в эксплуатации. Регулирование тока возбуждения генератора осуществляет автоматический регулятор возбуждения путем изменения тока возбуждения возбудителя.

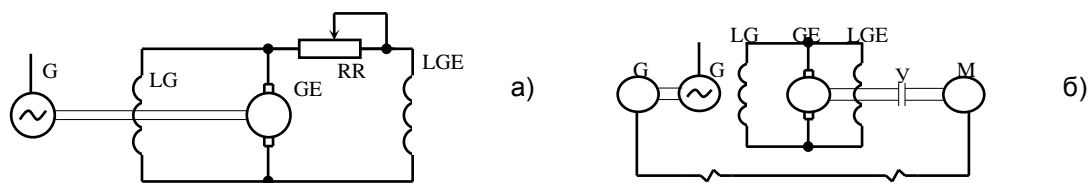


Рисунок 1.10 – Электромашинная система возбуждения с возбудителем постоянного тока: а) – независимое прямое возбуждение; б) – независимое косвенное возбуждение; М – двигатель; GA – вспомогательный генератор; Y – соединительная муфта

Электромашинную систему возбуждения, в которой возбудитель непосредственно сочленен с валом возбуждаемой машины, принято называть прямой, а электромашинную систему возбуждения, в которой привод возбудителя осуществляется от электродвигателя (независимо от источника его питания)- косвенной.

При прямом возбуждении (рисунок 1.10,а) возбудитель приводится во вращение непосредственно от вала генератора.

Такая система возбуждения имеет ряд достоинств: ввиду большой инерции агрегата турбина - генератор частота вращения возбудителя при КЗ практически остается неизменной; система содержит небольшое количество оборудования и поэтому обладает достаточной надежностью и небольшой стоимостью. Однако ремонт и ревизия возбудителя возможны только при остановленном генераторе. Кроме того, эта система возбуждения не может быть использована для возбуждения мощных генераторов. По условиям надежной коммутации и механической прочности коллектора предельная мощность электромашинных возбудителей постоянного тока при частоте вращения 750 об/мин составляет 2500-3600 кВт, а при частоте 3000 об/мин снижается до 300-500 кВт, что соответствует мощности возбуждения турбогенератора 110-160 МВт. Предельная мощность тихоходных возбудителей ограничена размерами возбудителя и скоростью нарастания напряжения.

По указанным причинам нельзя создать мощные возбудители, предназначенные для непосредственного соединения с валом крупных быстроходных турбогенераторов и тихоходных гидрогенераторов. Поэтому прямая электромашинная система возбуждения нашла применение только для турбо- и гидрогенераторов небольшой мощности. При косвенном возбуждении возбудитель приводится во вращение двигателем, который может быть подключен к вспомогательному синхронному генератору, установленному вместе со своим возбудителем на общем валу с генератором (рисунок 1.10,б). В этом случае систему называют независимой. Установка отдельного двигателя позволяет выбрать рациональную частоту вращения возбудителя, при которой может быть изготовлен возбудитель требуемой мощности и размеров. Однако такая система возбуждения сложнее прямой системы, поэтому обладает меньшей надежностью, а при присоединении электродвигателя к шинам СН она оказывается чувствительной к изменениям напряжения во внешней сети. При кратковременных снижениях напряжения (продолжительность определяется временем отключения места повреждения) возможно поддержать частоту вращения и соответственно напряжение возбудителя в нужных пределах путем установки маховика, повышающего механическую постоянную времени агрегата двигатель - возбудитель.



Косвенная независимая система возбуждения применима в основном только для тихоходных гидрогенераторов небольшой мощности, а косвенная зависимая система возбуждения с маховиком - для возбуждения синхронных компенсаторов, капсульных генераторов, а также для резервного возбуждения генераторов. Электромашинная система возбуждения с возбудителем постоянного тока характеризуется большими постоянными времени ( $T_e = 0,3-0,6$  с), небольшими потолками по напряжению (не более  $2U_{ном}$ ) и соответственно небольшими скоростями подъема возбуждения. Учитывая также указанные ранее недостатки, в настоящее время ее заменяют более совершенными системами с возбудителями – генераторами переменного тока.

### **Статическая тиристорная система возбуждения**

В этой системе возбуждения группа статических выпрямителей преобразует переменный ток возбудителя  $CE$  с частотой 50 Гц в постоянный (рисунок 1.11). На одном валу с генератором располагается возбудитель - генератор переменного тока. Его обмотка выполнена из двух частей: части низшего напряжения и высшего, или могут быть сделаны отпайки от обмотки возбуждения. Сечение первой части обмотки рассчитано на длительное протекание рабочего тока, сечение второй части - на кратковременное прохождение тока форсировки.

Рабочая группа тириستоров подключена к первой части обмотки, форсировочная - ко второй части. Группы тиристоров соединяются параллельно по трехфазной мостовой схеме.

В нормальном режиме возбуждение генератора обеспечивает рабочая группа тиристоров, форсировочная группа тиристоров при этом закрыта. В аварийном режиме при необходимости увеличения тока возбуждения тиристоры  $VS2$  открываются полностью и дают полный ток форсировки, т.к. питаются от полного напряжения. Рабочая группа тиристоров при этом запирается. Управление тиристорами осуществляется от системы АРВ. Независимая система возбуждения с возбудителем переменного тока и статическими преобразователями обладает высоким быстродействием ( $\nu = 50$  1/с), так как она имеет высокие потолки возбуждения (до  $4U_{фном}$ ) и, вследствие безынерционности тиристоров, малые постоянные времени ( $T_e < 0,02$  с).

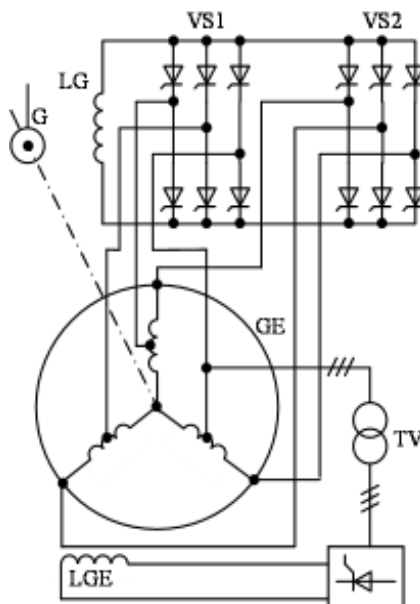


Рисунок 1.11 – Тиристорная схема возбуждения

Кроме того, система позволяет производить замену вышедших из строя тириستоров без останова генератора и осуществлять гашение магнитного поля генератора путем перевода тиристоров в инверторный режим. К недостаткам этой системы возбуждения следует отнести наличие возбудителя переменного тока, который усложняет эксплуатацию и увеличивает стоимость всей системы возбуждения, а также наличие скользящих контактов (в ней сохраняются контактные кольца и щетки ротора). Эта система целесообразна для возбуждения гидро- и турбогенераторов мощностью 250-300 МВт и более, если генераторы работают на длинные линии электропередачи или расположены вблизи потребителей, у которых вследствие работы дуговых печей, прокатных станов резко колеблется напряжение.

#### **Бесщеточная система возбуждения**

В бесщеточной системе возбуждения (рисунок 1.12,а) в качестве возбудителя используются синхронные генераторы особой конструкции. Его обмотка возбуждения расположена на неподвижном статоре, а трехфазная обмотка переменного тока - на вращающемся роторе. Обмотка LG получает

питание через выпрямители VD от возбuditеля GE индукторного типа с постоянными магнитами. Переменный ток трехфазной обмотки якоря возбuditеля выпрямляется с помощью выпрямителей, в качестве которых используют неуправляемые полупроводниковые (кремниевые) выпрямители-диоды и управляемые - тиристоры.

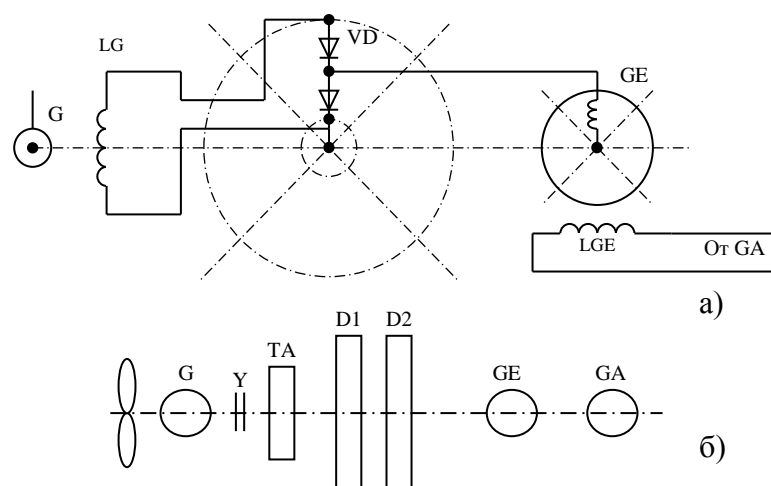


Рисунок 1.12 – Бесщёточная система возбуждения: а) принципиальная схема; б) схема взаимного расположения основного оборудования

Обмотка возбуждения возбuditеля получает питание от вспомогательного генератора GA. Полупроводниковые выпрямители VD встроены в специальный барабан, расположенным между якорем возбuditеля и ротором основного генератора.

Ток от вращающейся обмотки переменного тока возбuditеля подводится к вращающемуся выпрямителю через проводники, закрепленные на валу, а выпрямленный ток поступает в обмотку возбуждения основного генератора. Таким образом, трехфазная обмотка переменного тока возбuditеля, выпрямители и обмотка возбуждения основного генератора расположены на одном валу, вращаются с одинаковой частотой и соединяются между собой наглухо, без применения щеток и контактных колец.

На рисунке 1.12, б показана бесщёточная система с тиристорами VD, которые смонтированы на дисках D1, расположенных на валу между возбuditелем и соединительной муфтой Y. В том же месте на других дисках D2 расположены делители напряжения, выравнивающие распределение напряжения на тиристорах, и плавкие предохранители, отключающие пробитые

тиристоры. Количество тиристоров выбрано с таким расчетом, чтобы при выходе из работы части их (около 20%) оставшиеся в работе могли обеспечить возбуждение в режиме форсировки.

Регулирование тока возбуждения возбуждаемой машины осуществляется от АРВ путем воздействия на тиристоры через импульсное устройство и вращающийся трансформатор ТА.

Достоинством бесщёточной системы возбуждения является отсутствие коллекторов, контактных колец и щеток, благодаря чему значительно повышается надежность ее работы и облегчается эксплуатация. Недостатком этой системы возбуждения является необходимость останова машины для подключения резервного возбуждения и замены вышедших из строя выпрямителей и перегоревших предохранителей.

Бесщёточная система используется для возбуждения синхронных компенсаторов мощностью 50 МВА и более и турбогенераторов мощностью 800 МВт и более.

### **Система самовозбуждения со статическими выпрямителями**

Эти системы являются быстродействующими. На рис.1.13 показана одна из таких систем - статическая тиристорная система самовозбуждения.

В ней использованы тиристоры, на которые подается напряжение от статора генератора через специальный выпрямительный трансформатор ТА1, подключенный к выводам обмотки статора, и последовательный трансформатор ТА2, первичная обмотка которого включена последовательно в цепь статора со стороны нулевых выводов генератора. Применяются также схемы только с выпрямительным трансформатором. Выпрямительная установка состоит из двух групп тиристоров: рабочей группы VD1, которая обеспечивает основное возбуждение в нормальном режиме, и форсировочной группы VD2, которая обеспечивает возбуждение синхронной машины при форсировке.

Рабочие тиристоры подключены к низковольтной части обмотки выпрямительного трансформатора, а форсировочные – через последовательный трансформатор – к высоковольтной части обмотки выпрямительного трансформатора.

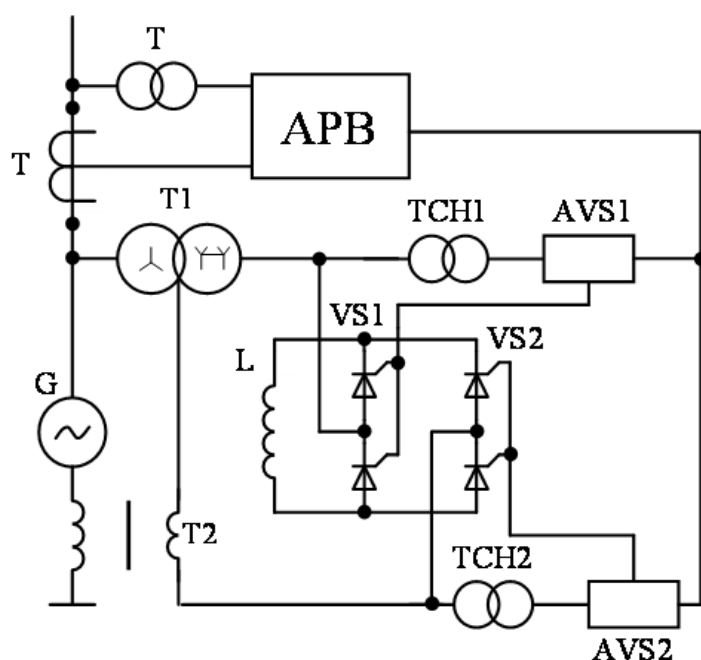


Рисунок 1.13 – Статическая тиристорная система возбуждения

Управление тиристорами осуществляется от систем управления AVD1 и AVD2 через трансформаторы собственных нужд TAVD1 и TAVD2. Начальное возбуждение генератор получает от резервного возбудителя.

Достоинством схемы только с выпрямительным трансформатором является ее простота, надежность, т.к. имеются только статические элементы, быстродействие, а также меньшие габариты и масса. Однако при КЗ вблизи генератора напряжение на его выводах снижается, что приводит к снижению напряжения на тиристорах. Последовательный трансформатор обеспечивает более надежное возбуждение при близких КЗ. Система без последовательного трансформатора применяется для возбуждения турбогенераторов мощностью до 220 МВт и гидрогенераторов до 300 МВт включительно; система с выпрямительным и последовательным трансформаторами - для турбогенераторов мощностью 320-800 МВт и гидрогенераторов мощностью до 400 МВт.

#### 1.4 Гашение магнитного поля синхронного генератора

В процессе эксплуатации генераторов иногда возникает необходимость не только в форсировке возбуждения, но и в прямо противоположном действии

- быстром гашении магнитного поля возбуждения. Такая необходимость возникает, например, при внутренних повреждениях в генераторе, межвитковых коротких замыканиях в статоре, двойных замыканиях на корпус в роторе и т. п. Для ликвидации аварии в этих случаях недостаточно отключить генератор от внешней сети, так как короткое замыкание во внутренних контурах будет поддерживаться ЭДС генератора; нужно также быстро снять возбуждение – погасить магнитное поле ротора. Если этого не сделать, то в месте короткого замыкания электрическая дуга продолжит разрушение меди обмоток и стали статора.

Однако мгновенный разрыв цепи возбуждения недопустим, так как при этом в индуктивной цепи ротора возникают опасные для изоляции перенапряжения. Гашение поля производится с помощью автоматических устройств **гашения поля** (АГП).

В настоящее время применяются две схемы гашения поля с АГП, различающиеся способами ограничения скорости изменения тока возбуждения: схема АГП с переключением обмотки ротора на гасительное сопротивление и схема с дугогасительной решеткой. Эффективность устройств гашения поля оценивается длительностью гашения - промежутком времени, когда ЭДС генератора достигает величины, при которой гаснет дуга в статоре (200-250 В). Принципиальная схема гашения поля с переключением обмотки ротора на гасительное сопротивление применяется для маломощных генераторов (рисунок 1.14). В нормальном режиме обмотка возбуждения основного генератора подключается к возбудителю через контакт 1. Контакт 2 разомкнут.

При подаче импульса на отключение генератора и на включение АГП, сначала замыкаются контакты 2, а затем размыкаются контакты 1. Благодаря

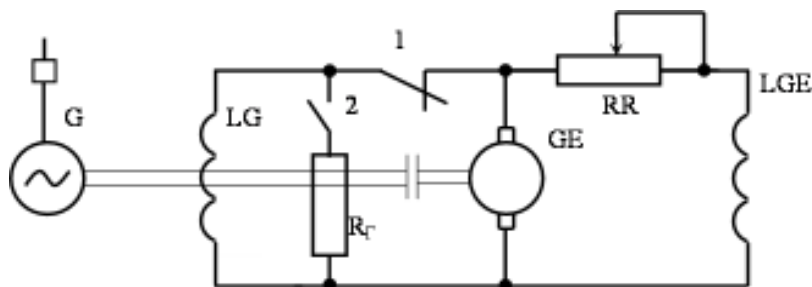


Рисунок 1.14 – Принципиальная схема гашения поля на резистор

чему исключается разрыв цепи обмотки возбуждения и устраняется опасность возникновения больших перенапряжений в этой обмотке.

Эл. магнитная энергия, запасенная в обмотке возбуждения, выделяется на разрядном резисторе. Чем больше его сопротивление, тем больше напряжение на зажимах ротора и тем быстрее происходит процесс гашения поля.

Величина гасительного сопротивления выбирается равной 4 - 5-кратной величине сопротивления обмотки ротора исходя из того, что ЭДС самоиндукции на кольцах ротора не должна превышать предельное значение, допустимое для изоляции цепи возбуждения.

Длительность процесса гашения поля в этой схеме довольно велика, около 6 сек, что при внутренних коротких замыканиях в генераторах может привести к большим повреждениям статора.

Наиболее быстрым гашение поля будет тогда, когда скорость изменения тока  $di/dt$  в процессе гашения величина постоянная, а ЭДС самоиндукции в течение всего времени гашения находится на предельно допустимом уровне. Для этого ток возбуждения должен изменяться по линейному закону. На этом принципе и основана работа АГП с дугогасительной решеткой (рисунок 1.15). Автомат гашения поля имеет главные контакты 1 и дугогасительные контакты 2, которые снабжены дугогасительной решеткой 3. Дугогасительная решетка состоит из медных пластин 4 с зазорами между ними в 1,5 мм и шунтирующего сопротивления 5.

При гашении поля сначала размыкаются главные контакты, на которых дуга не возникает, так как они шунтируются замкнутыми дугогасительными контактами. Затем размыкаются дугогасительные контакты, на которых возникает электрическая дуга. Дуга втягивается в область дугогасительной решетки, попадает в зазоры между пластинами и разбивается на ряд последовательно включенных коротких дуг.

Устройство снабжено постоянными магнитами и катушками, которые создают поперечное и радиальное магнитные поля. Первое из них затягивает дугу в решетку, второе создает вращение дуги вокруг оси решетки, что способствует быстрой деионизации дуговых промежутков и препятствует обгоранию и оплавлению пластин.

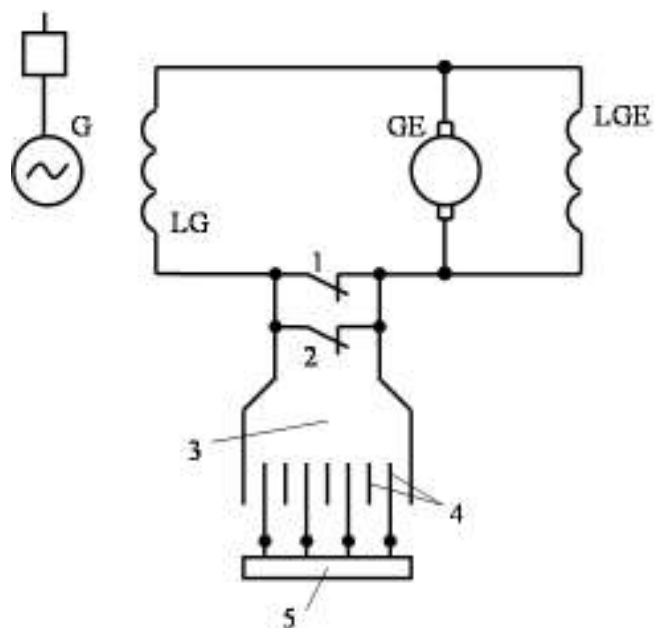


Рисунок 1.15 – Схема АГП с дугогасительной решёткой

Напряжение на дугогасительной решетке возрастает до величины  $U_d$  которая представляет сумму напряжений на коротких дугах между пластинами, равных 20-30 В и зависящих только от материала и температуры пластин. Напряжение  $U_d$  остается приблизительно постоянным в течение всего времени гашения. Напряжение на обмотке ротора при этом равно  $U_{\max} = U_f - U_d$ , где  $U_f$  - напряжение, развиваемое возбудителем.

Если пренебречь падением напряжения в активном сопротивлении обмотки ротора, что допустимо для крупных синхронных генераторов, то уравнение переходного процесса примет вид:

$$L \frac{di_f}{dt} + U_d = U_f \quad (1.3)$$

Электродвижущая сила самоиндукции обмотки возбуждения при изменении тока  $i_f$  равна  $L di_f/dt$ . Она определит разность потенциалов на обмотке ротора. Чем выше скорость изменения тока, тем больше ЭДС самоиндукции. По условию электрической прочности изоляции обмотки ротора эта ЭДС не должна превышать  $U_{\max}$ .

В процессе гашения поля генератора на дугогасительную решетку напряжение на обмотке ротора будет иметь постоянное значение, в пределе равное  $U_{\max}$ . Ток в обмотке ротора изменяется с постоянной скоростью, так как:



$$\frac{di_f}{dt} = \frac{U_m}{L} = \text{const} . \quad (1.4)$$

Процесс изменения тока в обмотке ротора и напряжения на ее зажимах представлен на рисунок 1.16.

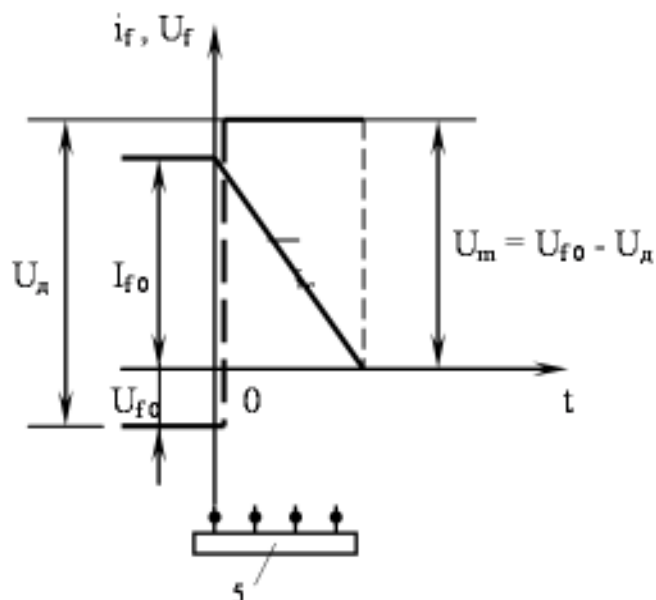


Рисунок 1.16 – Процесс изменения тока и напряжения в обмотке ротора при гашении магнитного поля

### 1.5 Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ)

Согласно Правилам технической эксплуатации все генераторы независимо от их мощности и напряжения должны иметь устройство форсировки возбуждения, а генераторы мощностью 3 МВт и выше должны быть также оснащены автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ).

Простейшим автоматическим устройством, предназначенным для быстрого увеличения возбуждения генератора в аварийном режиме, является релейная форсировка возбуждения (рисунок 1.17). Принцип действия форсировки состоит в том, что при значительном снижении напряжения на зажимах генератора (обычно ниже 85% номинального) реле минимального напряжения KV замыкает свои контакты и приводит в действие контактор форсировки КМ, который, срабатывая, закорачивает сопротивление шунтового реостата в цепи возбудителя *RR*. В результате ток возбуждения возбудителя быстро возрастает до максимального значения, и возбуждение генератора достигает предельного значения.

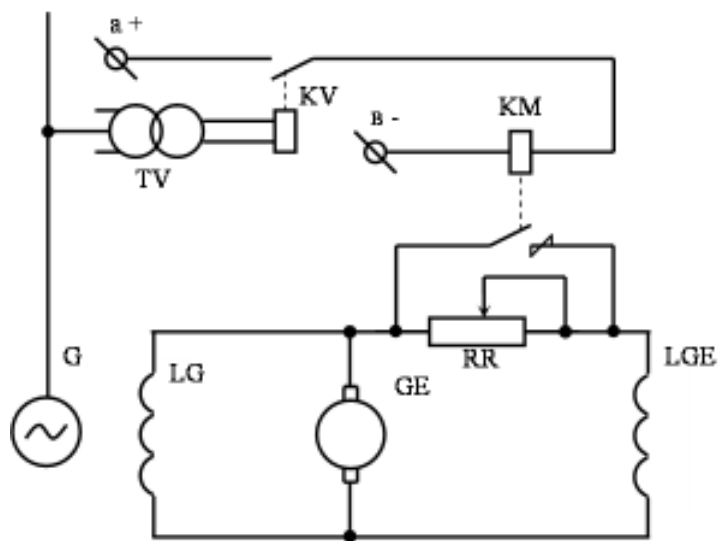


Рисунок 1.17 – Схема релейной форсировки возбуждения генератора: KV – реле минимального напряжения; KM – контактор форсировки; TV – трансформатор напряжения

Широко распространенными системами АРВ являются устройства компаундирования в сочетании с корректором напряжения (рисунок 1.18,а). Термин “компаундирование” обозначает автоматическое регулирование тока возбуждения машины в зависимости от тока статора. В нормальном режиме в случае увеличения тока статора (при активно-индуктивной нагрузке) напряжение генератора уменьшается, но устройство компаундирования автоматически увеличивает ток возбуждения возбудителя, а следовательно, и ток ротора генератора, благодаря чему напряжение на зажимах статора генератора восстанавливается.

Устройство компаундирования успешно работает и в аварийных режимах работы генератора, когда напряжение генератора снижается, а ток в обмотке статора значительно возрастает. В схему компаундирования входят: трансформаторы тока ТА, вторичные обмотки которых включены на промежуточный трансформатор Т, а также выпрямитель VD1, который выпрямляет ток компаундирования перед подачей его в обмотку возбуждения возбудителя LGE. Ток компаундирования  $I_k$  без учета коррекции пропорционален  $I_{\Gamma}$ .

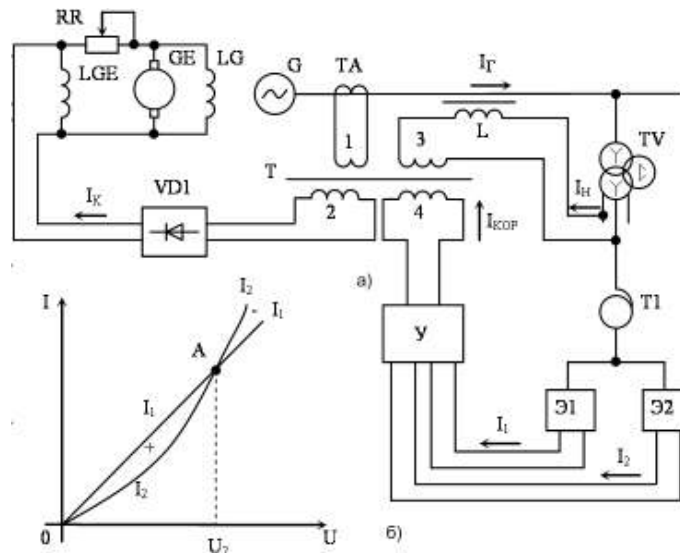


Рисунок 1.18 – а) схема АРВ генератора пропорционального действия; б) графики изменения тока в зависимости от напряжения (линейная и нелинейная зависимость)

Компаундирование в чистом виде не может обеспечить достаточно точное поддержание напряжения генератора. Поэтому одновременно с регулированием возбуждения по току статора генератора применяется еще регулирование по напряжению статора. Для введения регулирующего импульса по напряжению трансформатор Т (универсальный трансформатор с подмагничиванием) оснащается еще обмотками 2 и 4.

Ток в обмотке 2 пропорционален  $U_r$ . Фаза тока  $I_r$  подобрана так, что ток  $I_H$  совпадает по фазе с реактивной слагающей тока генератора. Поэтому при чисто активной нагрузке МДС обмоток 1 и 2 взаимно сдвинуты на  $90^\circ$ , а при чисто реактивной нагрузке генератора они совпадают по фазе. Вследствие этого ток компаундирования при неизменных величинах  $I_r$  и  $U_r$  получается тем больше, чем ниже  $\cos\varphi$  или выше реактивная нагрузка генератора, - это так называемое фазовое компаундирование, которое обеспечивает более точное поддержание напряжения, так как ток компаундирования зависит не только от абсолютного значения тока генератора, но и от  $\cos\varphi$ .

Через обмотку 4 подмагничивания Т производится окончательная коррекция тока компаундирования относительно заданного значения  $V$ , при помощи корректора напряжения.

В общем случае в состав корректора напряжения входят измерительные элементы  $\mathcal{E}_1$  и  $\mathcal{E}_2$ , включаемые в цепь трансформатора напряжения TV через установочный автотрансформатор T1.

Выпрямленный ток  $I_1$  на выходе измерительного элемента  $\mathcal{E}_1$  прямо пропорционален входному напряжению. Поэтому этот элемент называется линейным.

Выпрямленный ток  $I_2$  на выходе элемента  $\mathcal{E}_2$ , который является нелинейным, имеет нелинейную зависимость от входного напряжения (рисунок 1.18,б). Оба тока  $I_1$  и  $I_2$  поступают в усилитель У, который реагирует на их разность и усиливает ее. Ток выхода корректора поступает в данном случае в обмотку 4 подмагничивания трансформатора Т.

Очевидно, что при снижении напряжения на входе измерительных элементов менее  $U_2$  под действием разности токов ( $I_1 - I_2$ ) ток выхода корректора увеличивается. Корректор поддерживает то напряжение генератора, которое соответствует напряжению  $U_1$ , на входе измерительных элементов. С помощью автотрансформатора  $T_1$ , можно изменять настройку корректора.

## **1.6 Включение синхронных генераторов на параллельную работу**

Включение синхронных машин в сеть на параллельную работу производят либо способом точной синхронизации, либо способом грубой синхронизации, который для генераторов обычно называют способом самосинхронизации, а для синхронных компенсаторов и двигателей асинхронным пуском. Иногда для синхронных машин применяют также частотный пуск, а для генераторов и несинхронное включение.

### **Способ точной синхронизации**

Этот способ используют при включении в сеть синхронных генераторов. Он состоит в том, что генератор сначала разворачивают турбиной до частоты вращения, близкой к синхронной, а затем возбуждают и при определенных условиях включают в сеть. Условиями, необходимыми для включения машины, являются: 1) равенство напряжений включаемого генератора и работающего

генератора или сети; 2) совпадение фаз этих напряжений; 3) равенство частот включаемого генератора и работающего генератора или сети. Первое условие обеспечивается путем регулирования тока возбуждения машины, а для выполнения второго и третьего условий необходимо изменение вращающего момента на ее валу, что достигается изменением количества пара или воды, пропускаемых через турбину.

Выполнение условий точной синхронизации может быть осуществлено вручную или автоматически. При ручной синхронизации все операции по регулированию возбуждения и подгонке частоты выполняет дежурный персонал, а при автоматической синхронизации - автоматические устройства. Применяется также ручная синхронизация с автоматическим контролем синхронизма, который запрещает включение выключателя синхронизируемой машины при несоблюдении условий синхронизации. При точной ручной синхронизации напряжения и частоты контролируют по установленным на щите управления двум вольтметрам и двум частотомерам, а сдвиг по фазе напряжений - по синхроноскопу. Это позволяет не только уловить момент совпадения фаз напряжений, но также определить, вращается ли включаемый генератор быстрее или медленнее, чем работающие. Указанные приборы объединяют в так называемую «колонку синхронизации». Вольтметр и частотомер, относящиеся к синхронизируемому генератору, подключают к его трансформатору напряжения, а вольтметр и частотомер, относящиеся к работающим генераторам (или сети), обычно подключают к трансформатору напряжения сборных шин станции. Синхроноскоп подключают одновременно к обоим трансформаторам напряжения.

При соблюдении всех вышеуказанных условий разность напряжений генератора и сети равна нулю, поэтому уравнивающего тока между включенным и другими генераторами не возникает. Точной ручной синхронизации свойственны следующие недостатки:

- 1) сложность процесса включения из-за необходимости подгонки напряжения по модулю и фазе, а также частоты генератора;
- 2) большая длительность включения - от нескольких минут в нормальном режиме до нескольких десятков минут при авариях в системе,

сопровождающихся изменением частоты и напряжения, когда особенно важно обеспечить быстрое включение генератора в сеть;

3) возможность механических повреждений генератора и первичного двигателя при включении агрегата с большим углом опережения.

### **Способ самосинхронизации**

Он исключает необходимость точной подгонки частоты и фазы напряжения включаемой синхронной машины. Последнюю разворачивают до частоты вращения, незначительно отличающейся от синхронной (с точностью до нескольких процентов), и невозбужденной включают в сеть. При этом обмотку возбуждения замыкают на разрядный резистор, используемый при гашении поля, либо на специально предусмотренный для этой цели резистор, либо на якорь возбудителя, чтобы избежать появления в обмотке возбуждения напряжений, опасных для ее изоляции. После включения генератора в сеть подается импульс на включение АГП, и машина возбуждается.

В момент включения невозбужденной синхронной машины в сеть имеет место бросок тока статора и снижение напряжения в сети. Однако ток и соответствующая электродинамическая сила (она пропорциональна квадрату тока) меньше, чем при КЗ на выводах генератора. Ток статора в момент включения определяется только напряжением сети  $U_c$  (так как генератор не возбужден и его ЭДС равна нулю), которое меньше ЭДС нормального режима, и суммарными сопротивлениями  $X''_{d\Sigma}$  и  $X''_{q\Sigma}$ , которые больше соответствующих сопротивлений генератора  $X''_{d\Sigma}$  и  $X''_{q\Sigma}$  за счет сопротивлений сети. Кроме того, при самосинхронизации затухание свободных периодических составляющих тока происходит быстрее, чем при КЗ, так как в первом случае ротор замкнут на разрядный резистор. Поэтому даже ошибочное включение машины в сеть с большим скольжением, когда продолжительность действия повышенных токов достаточно велика, не представляет опасности.

Испытания показали, что обмотка статора в механическом отношении не реагирует на первый пик тока включения; деформация достигает наибольшего значения только спустя несколько периодов после включения. Учитывая также быстрое затухание свободной сверхпереходной составляющей тока статора,

можно при оценке допустимости самосинхронизации начальное значение периодической составляющей тока по напряжению  $U$  на выводах генератора определять по переходному сопротивлению:

$$I_{\Pi 0} = \frac{U_c}{X'_{d\Sigma}} = \frac{U_c}{X'_d + X_c}. \quad (1.5)$$

$$U = I_{\Pi 0} \cdot X'_d. \quad (1.6)$$

Электродинамические силы, воздействующие при самосинхронизации на обмотку статора неявнополюсных машин, больше, чем явнополюсных. Это происходит вследствие того, что неявнополюсные машины имеют относительно большие полюсные деления, большие вылеты лобовых соединений обмотки статора и меньшие индуктивные сопротивления (определяющие начальное значение тока включения), чем явнополюсные машины.

Магнитный поток, создаваемый током статора, наводит в роторе ток, вследствие чего в машине возникает соответствующий магнитный поток ротора. Взаимодействие указанных магнитных потоков приводит к созданию электромагнитного вращающего момента. Наибольшую опасность для машины представляет знакопеременный вращающий момент, возникающий в первые периоды времени после включения возбужденной машины в сеть. Наибольшее значение этого момента равно:

$$m_{0\max} \approx 2 \cdot \frac{U_c^2}{X''_{d\Sigma}} \cdot \left( 1 - \frac{X''_{d\Sigma}}{X''_{q\Sigma}} \right) \quad (1.7)$$

т. е. оно тем меньше, чем больше сопротивление сети  $X_c$  и чем меньше разница между  $X''_{d\Sigma}$  и  $X''_{q\Sigma}$ .

Поэтому турбогенераторы с массивным ротором и явнополюсные машины с демпферными обмотками по обеим осям на роторе подвергаются меньшему воздействию знакопеременных моментов вращения, чем явнополюсные машины без демпферных обмоток. В общем случае  $X_c \neq 0$ , поэтому в момент включения возбужденной синхронной машины в сеть она подвергается меньшему воздействию вращающих моментов, чем при трехфазном КЗ, в то время как в случае ошибочного включения возбужденной

машины в сеть вращающие моменты могут в несколько раз превышать моменты при трехфазном КЗ.

Моменты, возникающие в машине при самосинхронизации, с одной стороны воспринимаются конструктивными элементами, которые крепят активную сталь к корпусу и корпус статора к фундаменту, а с другой - передаются на вал первичного двигателя. Момент, воспринимаемый первичным двигателем, приближенно равен отношению его момента инерции к моменту инерции всего агрегата. Это отношение у гидрогенераторов меньше, чем у турбогенераторов, и составляет 0,05 - 0,1.

В установившемся асинхронном режиме при постоянном скольжении машины момент состоит из знакопеременных составляющих, изменяющихся с двойной частотой скольжения, и постоянных составляющих. Знакопеременные составляющие момента оказывают влияние на вхождение машины в синхронизм только при малых скольжениях ( $S \leq 1,0\%$ ), а при больших скольжениях работа, обусловленная этими составляющими, практически равна нулю. При синхронной частоте вращения ( $S = 0$ ) эти составляющие превращаются в реактивную составляющую вращающего момента, обусловленную явнополюсностью машины ( $X''_{d\Sigma}$  и  $X''_{q\Sigma}$ ):

$$m_p = U_c^2 \cdot \frac{X_{d\Sigma} - X_{q\Sigma}}{2 \cdot X_{d\Sigma} \cdot X_{q\Sigma}} \cdot \sin 2\delta_0, \quad (1.8)$$

где  $\delta_0$  - фаза включения.

Постоянная составляющая момента определяет средний асинхронный вращающий момент:

$$m_{ac} = \frac{U_c^2}{2} \cdot \left[ \frac{X_{d\Sigma} - X'_{d\Sigma}}{X_{d\Sigma} \cdot X'_{d\Sigma}} \cdot \frac{s \cdot T'_{d\Sigma}}{1 + (s \cdot T'_{d\Sigma})^2} + \frac{X'_{d\Sigma} - X''_{d\Sigma}}{X'_{d\Sigma} \cdot X''_{d\Sigma}} \cdot \frac{s \cdot T''_{d\Sigma}}{1 + (s \cdot T''_{d\Sigma})^2} + \frac{X_{q\Sigma} - X''_{q\Sigma}}{X_{q\Sigma} \cdot X''_{q\Sigma}} \cdot \frac{s \cdot T''_{q\Sigma}}{1 + (s \cdot T''_{q\Sigma})^2} \right], \quad (1.9)$$

который оказывает основное влияние на процесс вхождения генератора в синхронизм. При синхронной частоте вращения этот момент становится равным нулю. Чем больше средний асинхронный вращающий момент, тем легче машина, включаемая в сеть с некоторым скольжением, приближается к синхронной частоте вращения. Далее за счет реактивного момента и синхронного момента, обусловленного возбуждением,



$$m_{\text{синх}} = \frac{E_q \cdot U_c}{X_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta, \quad (1.10)$$

где  $\delta$  - угол между векторами  $E_q$  и  $U_c$ , машина втягивается в синхронизм.

Наибольший асинхронный момент воздействует на турбогенераторы, имеющие массивный ротор, а наименьший - на гидрогенераторы без демпферных обмоток. Турбогенераторы даже при включении с большими скольжениями (15-20%) входят в синхронизм за 2-3 с.

Преимуществами метода самосинхронизации являются: значительное упрощение операции включения, которое позволяет применить несложную систему автоматизации процесса; быстрое включение машины в сеть, что особенно важно при аварии в системе; возможность включения машин во время глубоких снижений напряжения и частоты сети, имеющих место при авариях в системе; отсутствие опасности повреждения машины

Понижение напряжения, возникающее при включении невозбужденной машины в сеть, может быть значительным, если мощность включаемой машины соизмерима с мощностью системы или превосходит ее. Но этот факт не может служить препятствием для включения машин методом самосинхронизации, так как напряжение быстро восстанавливается (примерно через 1-2 с).

В настоящее время для машин мощностью до 3000 кВт включительно самосинхронизация является основным способом включения на параллельную работу. Возможность использования этого способа для включения машин мощностью более 3000 кВт ограничена допустимым значением электродинамических сил в обмотке статора.

Включение машин с косвенным охлаждением методом самосинхронизации рекомендуется в тех случаях, когда переходная составляющая тока статора в момент включения не превосходит 3,5 - кратного значения номинального тока статора. Этому условию удовлетворяют практически все гидрогенераторы и турбогенераторы с косвенным охлаждением, работающие по схеме блока с повышающими трансформаторами. Включение методом самосинхронизации генераторов с непосредственным охлаждением обмоток допускается только в аварийных

условиях. При работе нескольких генераторов на шины генераторного напряжения способ самосинхронизации не всегда применим; он допускается только в тех случаях, когда выполняется требование:  $I_{п0} \leq 3,5 I_{ном}$ .

В аварийных случаях методом самосинхронизации допускается включать все машины независимо от кратности тока включения и способа их охлаждения.

### **Частотный пуск**

При частотном пуске обмотку статора пускаемой синхронной машины соединяют электрически со статором другой синхронной машины, частота вращения которой может плавно изменяться от нуля до синхронной. Ее мощность должна составлять не менее 30-50 % мощности пускаемой электрической машины.

Частотный пуск выполняют в следующей последовательности. Пускаемую и развертываемую электрические машины подключают к отдельной системе шин (непосредственно или через трансформатор) и при неподвижном состоянии машин их возбуждают от посторонних источников или от резервного возбуждателя. У развертываемой электрической машины устанавливают номинальный ток возбуждения, а у пускаемой - такой, чтобы ЭДС холостого хода при синхронной частоте вращения была примерно в 2 раза меньше номинального напряжения. Это обеспечивает образование в пускаемой машине наибольшего возможного электромагнитного момента. Затем постепенно увеличивают частоту вращения развертываемой электрической машины и, следовательно, частоту напряжения, подводимого к пускаемой электрической машине. Электромагнитный момент, возникающий при этом в пускаемой машине, начинает плавно ускорять ее ротор. При достижении обеими машинами номинальной частоты вращения их обмотки возбуждения переключают на собственное (рабочее) возбуждение, после чего обе машины могут быть включены в сеть методом точной синхронизации. Для предотвращения перегрева обмотки возбуждения частотный пуск должен быть начат сразу же после подачи возбуждения (так как при неподвижном состоянии отсутствует вентиляция). Он обычно продолжается около 3 мин. Частотный пуск нашел применение для включения синхронных компенсаторов и реже - синхронных генераторов.

### **Вопросы для самопроверки:**

1. Можно ли назвать турбогенератор тихоходной машиной?
2. Каковы преимущества водородного охлаждения генераторов по сравнению с воздушным?
3. Объяснить необходимость устройства АГП.
4. На изменение какого фактора реагирует компаундирующее устройство?
5. Что такое типовая мощность автотрансформатора и что она характеризует?

### **2. Синхронные компенсаторы**

**Тема лекции** Синхронные компенсаторы. Основные параметры и характеристики. Способы включения в сеть. Системы охлаждения и возбуждения. Область применения. Статические компенсаторы и их характеристики, область применения.

Синхронным компенсатором называют синхронную машину, работающую в двигательном режиме без нагрузки на валу при изменяющемся токе возбуждения. Синхронный компенсатор, в зависимости от тока возбуждения, может выдавать реактивную мощность в сеть или потреблять ее из сети.

Общий вид синхронного компенсатора представлен на рисунок 1.19.

В конструктивном отношении он похож на турбогенератор, однако выполняется на среднюю частоту вращения (750—1000 об/мин). Ротор синхронного компенсатора изготавливается явнополюсным. Статор в конструктивном отношении подобен статору турбогенератора.

Синхронный компенсатор характеризуется номинальной мощностью, напряжением и током статора, частотой, номинальным током ротора и потерями в номинальном режиме.

Номинальное напряжение синхронного компенсатора в соответствии с ГОСТ устанавливается на 5 или 10% выше соответствующего номинального напряжения электрической сети.



Рисунок 1.19 – Общий вид синхронного компенсатора с водородным охлаждением при открытой его установке на подстанции энергосистемы

Номинальная мощность синхронного компенсатора определяется как длительно допустимая нагрузка при номинальном напряжении, номинальных параметрах охлаждающей среды. Номинальные мощности синхронных компенсаторов определяются в киловольт-амперах и должны соответствовать ряду мощностей согласно ГОСТ 609 – 84.

По этому ГОСТ минимальная мощность синхронного компенсатора определена в 2800 кВА. Максимальная мощность компенсатора, выпускаемого в нашей стране, 160 МВА.

Номинальный ток статора определяется на основании значений номинальной мощности и номинального напряжения.

Номинальный ток ротора - это наибольшее значение тока, при котором обеспечивается номинальная мощность компенсатора в режиме перевозбуждения при отклонении напряжения в сети в пределах +5% номинального напряжения.

Потери активной мощности при номинальных условиях охлаждения для синхронных компенсаторов находятся в пределах 1,5-2,5%.

Охлаждение синхронных компенсаторов выполняется двух видов: для компенсаторов серии КС – косвенное воздушное с замкнутой системой вентиляции (по аналогии с турбогенераторами), для компенсаторов КСВ – косвенное водородное с охладителями газа, вмонтированными в корпус. В обоих типах компенсаторов принята изоляция классов В и F.

Современные электрические нагрузки характеризуются значительным потреблением реактивной мощности. Рост потребления реактивной мощности связан в первую очередь с широким применением электроустановок, в которых для преобразования энергии используются магнитные поля (электродвигатели, трансформаторы и т. п.). Значительную реактивную составляющую имеют токи преобразовательных устройств с ртутными вентилями и тиристорами, люминесцентное освещение и др. В связи с этим электрические сети загружаются реактивной составляющей тока, что сопровождается понижением напряжения и большими потерями мощности при передаче и распределении электроэнергии.

Если в центре нагрузок включить синхронный компенсатор, он, генерируя реактивную мощность, необходимую потребителям, позволит разгрузить линии, соединяющие электростанции с нагрузкой, от реактивного тока, что улучшит условия работы сети в целом. При этом синхронный компенсатор должен работать с перевозбуждением в режиме выдачи реактивной мощности. Синхронные компенсаторы устанавливаются также на подстанциях электропередач, где с их помощью обеспечиваются лучшее распределение напряжения вдоль линий и повышение устойчивости параллельной работы. При этом в зависимости от режима работы электропередачи может потребоваться работа компенсатора, как в режиме генерации, так и в режиме потребления реактивной мощности.

В режиме разгрузки линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжений, количество которых в современных энергосистемах значительно, большая некомпенсированная зарядная мощность приводит к повышению напряжения у потребителей. В этот период синхронный компенсатор переводят в режим потребления реактивной мощности.

Реактивная мощность, генерируемая или потребляемая синхронным компенсатором, зависит от тока возбуждения.

При анализе работы синхронного компенсатора будем считать, что он включен в мощную сеть, вследствие чего при изменении тока статора напряжение на зажимах практически не меняется (рисунок 1.20).

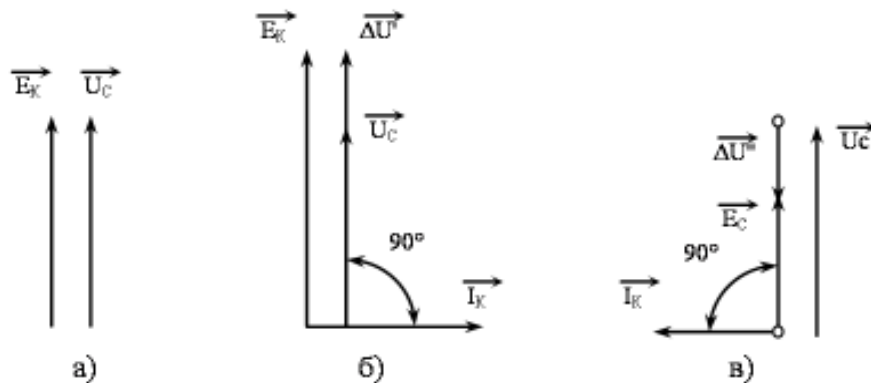


Рисунок 1.20 – Векторные диаграммы синхронного компенсатора в различных режимах: а) – холостого хода; б) – перевозбуждения; в) – недовозбуждения

С изменением тока возбуждения изменяется ЭДС обмотки статора  $E_k$ . Режим, когда ЭДС компенсатора по значению равна напряжению сети, называют режимом холостого хода компенсатора. При увеличении тока возбуждения ЭДС синхронного компенсатора превысит напряжение на его зажимах (режим перевозбуждения).

Под действием разности напряжений  $\Delta U' = E'_k - U_k$  в статоре машины возникает ток  $I_k$ . Поскольку сопротивление обмоток компенсатора является в основном индуктивным, ток будет отставать от  $\Delta U'$  на угол, близкий к  $90^\circ$ .

По отношению к вектору напряжения  $U_k$  указанный ток будет отстающим на  $90^\circ$ . Компенсатор при этом отдает реактивную мощность в сеть.

При недовозбуждении машины, когда  $E_k < U_k$ , ток  $I_k$  будет опережать вектор  $U_k$ ; машина будет потреблять реактивную мощность из сети.

Для возбуждения синхронных компенсаторов применяют специальные системы возбуждения с устройствами АРВ.

Для компенсаторов небольшой мощности с воздушным охлаждением применяют схему электромашинного возбуждения от генератора постоянного тока, соединенного с ротором компенсатора. Отличие этой схемы от рассмотренной выше схемы независимого электромашинного возбуждения

генераторов состоит лишь в наличии подвозбудителя, который устанавливается почти всегда для обеспечения устойчивой работы основного возбудителя, что особенно необходимо при небольших токах ротора.

На более крупных компенсаторах с водородным охлаждением, например КСВБ, возбуждение осуществляется от специального бесщёточного возбудительного агрегата, встроенного в корпус компенсатора.

Гашение магнитного поля возбуждения компенсаторов осуществляется так же, как и у синхронных генераторов.

### Пуск синхронного компенсатора

Синхронные компенсаторы не имеют первичных двигателей и поэтому процесс включения их в сеть имеет свои особенности. Возможны два способа пуска синхронных компенсаторов: асинхронный пуск и пуск от разгонного двигателя (аналогичен включению синхронного генератора способом самосинхронизации).

Наиболее распространенным способом пуска синхронного компенсатора является прямой асинхронный пуск, или так называемый реакторный пуск (рисунок 1.21), при котором компенсатор подключается к сети выключателем  $Q_2$  через реактор, обладающий значительным индуктивным сопротивлением.

Благодаря этому напряжение на выводах компенсатора в начале пуска снижается до 40-50% номинального, а пусковой ток не превышает  $(2-2,8)I_{\text{ном}}$ .

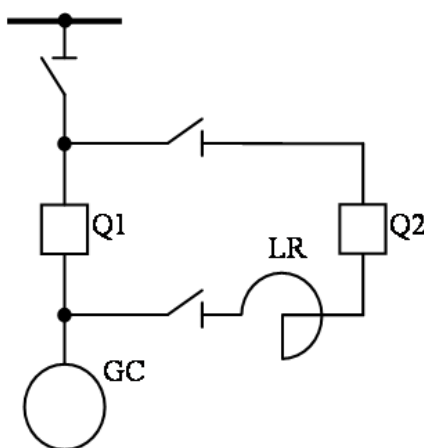


Рисунок 1.21 – Схема пуска синхронного компенсатора

Разворот компенсатора обеспечивается за счет асинхронного момента, для увеличения которого предусматривается специальная пусковая обмотка,

расположенная в полюсных наконечниках ротора. В компенсаторах большой мощности массивные полюсы обеспечивают создание достаточно большого асинхронного момента, вследствие чего специальной пусковой обмотки не требуется.

Когда частота вращения компенсатора при развороте приблизится к синхронной, подается возбуждение и компенсатор втягивается в синхронизм. Воздействуя на АРВ, устанавливают минимальный ток статора, а затем выключателем  $Q_1$  шунтируют реактор, включая компенсатор в сеть.

Применение синхронных компенсаторов целесообразно на крупных подстанциях районного значения при больших мощностях компенсирующих устройств. Техничко-экономические подсчеты показывают, что применение синхронных компенсаторов мощностью ниже 5000 КВар является неэкономичным. В этом случае компенсацию реактивной мощности и увеличение коэффициента мощности потребительской нагрузки целесообразнее осуществить установкой у потребителей статических конденсаторов.

#### **Вопросы для самопроверки:**

1. В чем состоит назначение синхронного компенсатора?
2. Чем синхронный компенсатор отличается от синхронного генератора?
3. Чем обеспечивается асинхронный пуск компенсатора?
4. Как регулируется напряжение на шинах потребителя с помощью синхронного компенсатора?

### **3. Силовые трансформаторы**

**Тема лекции** Силовые трансформаторы и автотрансформаторы и их характеристики. Особенности режимов работы. Нагрузочная способность. Регулирование напряжения, способы заземления нейтрали, защита от перенапряжений.

#### **3.1 Типы трансформаторов и их параметры**

Силовые трансформаторы, установленные на электростанциях и подстанциях, предназначены для преобразования электроэнергии с одного



напряжения на другое. Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 12-15% ниже, а расход активных материалов и стоимость на 20-25% меньше, чем в группе трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности.

Трехфазные трансформаторы на напряжение 220 кВ изготавливают мощностью до 1000 МВА, на 330 кВ - 1250 МВА, на 500 кВ - 1000 МВА. Предельная единичная мощность трансформаторов ограничивается массой, размерами, условиями транспортировки.

Однофазные трансформаторы применяются, если невозможно изготовление трехфазных трансформаторов необходимой мощности или затруднена их транспортировка. Наибольшая мощность группы однофазных трансформаторов напряжением 500 кВ - 3 x 533 МВА, напряжением 750 кВ - 3 x 417 МВА, напряжением 1150 кВ - 3 x 667 МВА.

По количеству обмоток различного напряжения на каждую фазу трансформаторы разделяются на двухобмоточные и трехобмоточные (рисунок 1.22, а,б). Кроме того, обмотки одного и того же напряжения, обычно низшего, могут состоять из двух и более параллельных ветвей, изолированных друг от друга и от заземленных частей. Такие трансформаторы называются трансформаторами с расщепленными обмотками (рис.1.22,в).

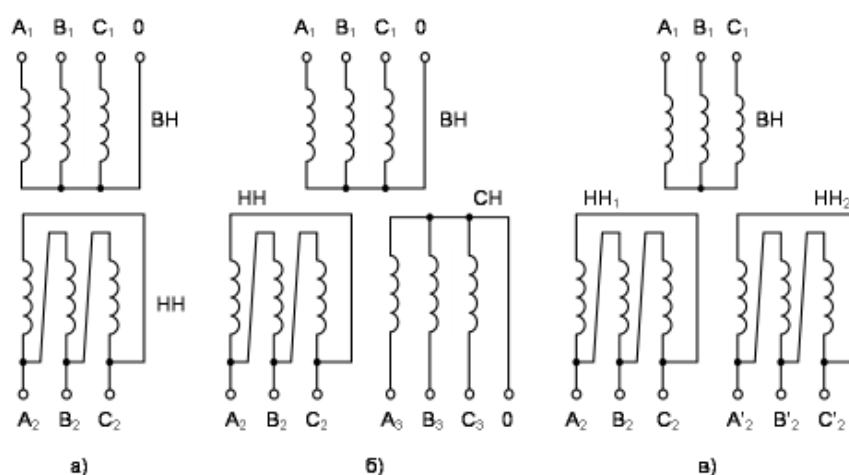


Рисунок 1.22 – Принципиальные схемы трансформаторов: а) двухобмоточного, б) – трёхобмоточного; в) – с расщеплёнными обмотками

Обмотки высшего, среднего и низшего напряжения принято сокращенно обозначать соответственно ВН, СН, НН.

Трансформаторы с расщепленными обмотками НН обеспечивают возможность присоединения нескольких генераторов к одному повышающему трансформатору. Такие укрупненные энергоблоки позволяют упростить схему РУ 330-500 кВ. Широкое распространение трансформаторы с расщепленной обмоткой НН получили в схемах питания собственных нужд крупных ТЭС с блоками 200-1200 МВт, а также на понижающих подстанциях с целью ограничения токов КЗ.

К основным параметрам трансформатора относятся номинальные мощность, напряжение, ток; напряжение КЗ; ток ХХ; потери ХХ и КЗ.

Номинальной мощностью трансформатора называется указанное в заводском паспорте значение полной мощности, на которую непрерывно может быть нагружен трансформатор в номинальных условиях места установки и охлаждающей среды при номинальных частоте и напряжении.

Для трансформаторов общего назначения, установленных на открытом воздухе и имеющих естественное масляное охлаждение без обдува и с обдувом, за номинальные условия охлаждения принимают естественно меняющуюся температуру наружного воздуха (для климатического исполнения У : среднесуточная не более 30°C, среднегодовая не более 20°C), а для трансформаторов с масляно-водяным охлаждением температура воды у входа в охладитель принимается не более 25°C (ГОСТ 11677-85). Номинальная мощность для двухобмоточного трансформатора - это мощность каждой из его обмоток. Трехобмоточные трансформаторы могут быть выполнены с обмотками как одинаковой, так и разной мощности. В последнем случае за номинальную принимается наибольшая из номинальных мощностей отдельных обмоток трансформатора.

За номинальную мощность автотрансформатора принимается номинальная мощность каждой из сторон, имеющих между собой автотрансформаторную связь (проходная мощность).

Трансформаторы устанавливают не только на открытом воздухе, но и в закрытых не отапливаемых помещениях с естественной вентиляцией. В этом случае трансформаторы также могут быть непрерывно нагружены на

номинальную мощность, но при этом срок службы трансформатора несколько снижается из-за худших условий охлаждения.

Номинальные напряжения обмоток - это напряжения первичной и вторичной обмоток при холостом ходе трансформатора. Для трехфазного трансформатора - это его линейное (междуфазное) напряжение. Для однофазного трансформатора, предназначенного для включения в трехфазную группу, соединенную в звезду, - это  $U/\sqrt{3}$ . При работе трансформатора под нагрузкой и подведении к зажимам его первичной обмотки номинального напряжения напряжение на вторичной обмотке меньше номинального на величину потери напряжения в трансформаторе. Коэффициент трансформации трансформатора  $n$  определяется отношением номинальных напряжений обмоток высшего и низшего напряжений:

$$n = \frac{U_{\text{НОМ,ВН}}}{U_{\text{НОМ,НН}}} \quad (1.11)$$

В трехобмоточных трансформаторах определяется коэффициент трансформации каждой пары обмоток: ВН и НН; ВН и СН; СН и НН.

Номинальными токами трансформатора называются указанные в заводском паспорте значения токов в обмотках, при которых допускается длительная нормальная работа трансформатора.

Номинальный ток любой обмотки трансформатора определяют по ее номинальной мощности и номинальному напряжению.

Напряжение короткого замыкания  $U_k$  - это напряжение, при подведении которого к одной из обмоток трансформатора при замкнутой накоротко другой обмотке в ней проходит ток, равный номинальному.

Напряжение КЗ определяют по падению напряжения в трансформаторе, оно характеризует полное сопротивление обмоток трансформатора.

В трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах напряжение КЗ определяется для любой пары его обмоток при разомкнутой третьей обмотке. Таким образом, в каталогах приводятся три значения напряжения КЗ:  $U_{k\text{ВН.}}$ ,  $U_{k\text{ВС.}}$ ,  $U_{k\text{СН.}}$ .

Поскольку индуктивное сопротивление обмоток значительно выше активного (у небольших трансформаторов в 2-3 раза, а у крупных в 15-20 раз),

то  $U_K$  в основном зависит от реактивного сопротивления, т. е. взаимного расположения обмоток, ширины канала между ними, высоты обмоток. Величина  $U_K$  регламентируется ГОСТ в зависимости от напряжения и мощности трансформаторов. Чем больше высшее напряжение и мощность трансформатора, тем больше напряжение КЗ. Так, трансформатор 630 кВА с высшим напряжением 10 кВ имеет  $U_K = 5,5 \%$ , с высшим напряжением 35 кВ  $U_K = 6,5\%$ ; трансформатор мощностью 80000 кВА с высшим напряжением 35 кВ имеет  $U_K = 9 \%$ , а с высшим напряжением 110 кВ  $U_K = 10,5\%$ .

Увеличивая значение  $U_K$ , можно уменьшить токи КЗ на вторичной стороне трансформатора, но при этом значительно увеличивается потребляемая реактивная мощность и увеличивается стоимость трансформаторов. Если трансформатор 110 кВ, 25 МВА выполнить с  $U_K = 20\%$  вместо 10%, то расчетные затраты на него возрастут на 15,7%, а потребляемая реактивная мощность возрастет вдвое (с 2,5 до 5,0 МВар).

Трехобмоточные трансформаторы могут иметь два исполнения по значению  $U_K$  в зависимости от взаимного расположения обмоток. Если обмотка НН расположена у стержня магнитопровода, обмотка ВН - снаружи, а обмотку СН - между ними, то наибольшее значение имеет  $U_{КВН}$ , а меньшее значение  $U_{КВС}$ . В этом случае потери напряжения по отношению к выводам СН уменьшатся, а ток КЗ в сети НН будет ограничен благодаря повышенному значению  $U_{КВН}$ .

Если обмотка СН расположена у стержня магнитопровода, обмотка ВН - снаружи, а обмотка НН - между ними, то наибольшее значение имеет  $U_{КВС}$ , а меньшее  $U_{КВН}$ . Значение  $U_{КСН}$  останется одинаковым в обоих исполнениях.

**Ток холостого хода  $I_x$**  характеризует активные и реактивные потери в стали и зависит от магнитных свойств стали, конструкции и качества сборки магнитопровода и от магнитной индукции. Ток холостого хода выражается в процентах номинального тока трансформатора. В современных трансформаторах с холоднокатаной сталью токи холостого хода имеют небольшие значения.

**Потери холостого хода  $P_x$**  состоят из потерь в стали на перемагничивание и вихревые токи. Для уменьшения их применяется электротехническая сталь с малым содержанием углерода и специальными присадками, холоднокатаная сталь толщиной 0,3 мм марок 3405, 3406 и др. с жаростойким изоляционным покрытием.

**Потери короткого замыкания  $P_k$**  состоят из потерь в обмотках при протекании по ним токов нагрузки и добавочных потерь в обмотках и конструкциях трансформатора. Добавочные потери вызваны магнитными полями рассеяния, создающими вихревые токи в крайних витках обмотки и конструкциях трансформатора (стенки бака, ярмовые балки и др.). Для их снижения обмотки выполняются многожильным транспонированным проводом, а стенки бака экранируются магнитными шунтами.

Потери холостого хода и короткого замыкания определяют экономичность работы трансформатора.

В современных конструкциях трансформаторов потери значительно снижены. Например, в трансформаторе 250000 кВА,  $U=110$  кВ ( $P_x = 200$  кВт,  $P_k = 790$  кВт), работающем круглый год ( $T_{\max} = 6300$  ч), потери электроэнергии составят 0,43 % электроэнергии, пропущенной через трансформатор. Чем меньше мощность трансформатора, тем больше относительные потери в нем.

### **3.2 Элементы конструкции силовых трансформаторов**

Мощный трансформатор высокого напряжения представляет собой сложное устройство, состоящее из большого числа конструктивных элементов. Основными из них являются: магнитная система (магнитопровод), обмотки, изоляция, выводы, бак, охлаждающее устройство, механизм регулирования напряжения, защитные и измерительные устройства.

В магнитной системе проходит магнитный поток трансформатора (отсюда название «магнитопровод»). Магнитопровод является конструктивной и механической основой трансформатора. Он выполняется из отдельных листов электротехнической стали, изолированных друг от друга. Качество электротехнической стали влияет на допустимую магнитную индукцию и потери в магнитопроводе.

В настоящее время для магнитопровода применяется холоднокатаная текстурованная сталь марок 3405, 3406, т. е. сталь с определенной ориентировкой зерен, допускающая индукцию до 1,7 Тл, с удельными потерями 0,9-1,1 Вт/кг. Применение такой стали позволяет значительно уменьшить сечение магнитопровода за счет большей допустимой магнитной индукции, уменьшить диаметр витков обмотки, уменьшить массу и габариты трансформаторов.

Уменьшение удельных потерь в стали, тщательная сборка магнитопровода, применение бесшпильных конструкций, соединение стержней с ярмом с помощью косой шихтовки позволяют уменьшить потери холостого хода и ток намагничивания трансформатора. В современных мощных трансформаторах ток намагничивания составляет 0,5-0,6%  $I_{ном}$ .

Листы трансформаторной стали должны быть тщательно изолированы друг от друга. Широко применяется изоляция листов лаком с толщиной слоя 0,01 мм. Лаковая пленка создает достаточно надежную изоляцию между листами, обеспечивает хорошее охлаждение магнитопровода, обладает высокой нагревостойкостью и не повреждается при сборке. Последнее время все шире применяется двустороннее жаростойкое покрытие листов стали, наносимое на металлургическом заводе после проката. Толщина покрытия меньше 0,01 мм, что обеспечивает лучшие свойства магнитной системы. Стяжка стержней осуществляется стекло-бандажами, ярм - стальными полубандажами или бандажами.

Магнитопровод и его конструктивные детали составляют остов трансформатора. На остоле устанавливают обмотки и крепят проводники, соединяющие обмотки с вводами, составляя активную часть.

Обмотки трансформаторов могут быть концентрическими и чередующимися. В первом случае обмотки НН и ВН выполняют в виде цилиндров и располагают на стержне концентрически одна относительно другой (рисунок 1.23,а). Такое выполнение принято в большинстве силовых трансформаторов. Во втором случае обмотки ВН и НН выполняются в виде невысоких цилиндров с одинаковыми диаметрами и располагаются на стержне одна над другой (рисунок 1.23, б). В такой обмотке значительное число паек, она менее компактна и применяется для специальных электропечных

трансформаторов или для сухих трансформаторов, так как обеспечивает лучшее охлаждение обмоток.

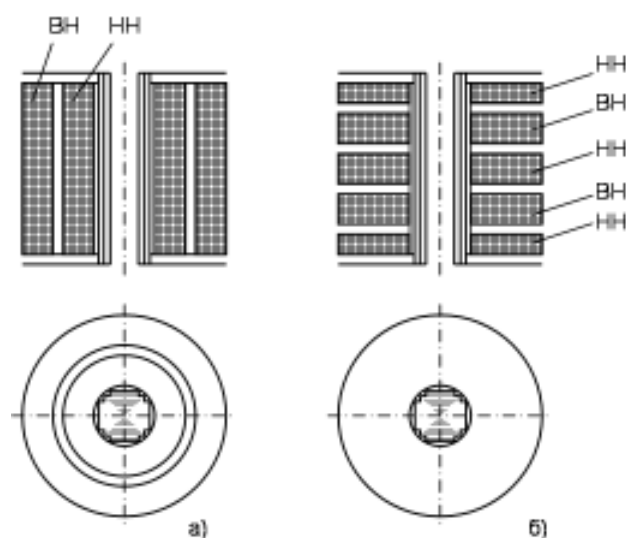


Рисунок 1.23 – Обмотки трансформатора: а) – концентрическая; б) – чередующаяся

Обмотки трансформаторов должны обладать достаточной электрической и механической прочностью. Изоляция обмоток и отводов от нее должна без повреждений выдерживать коммутационные и атмосферные перенапряжения. Обмотки должны выдерживать электродинамические усилия, которые появляются при протекании токов короткого замыкания. Необходимо предусмотреть надежную систему охлаждения обмоток, чтобы не возникал недопустимый перегрев изоляции.

Для проводников обмотки используются медь и алюминий. Как известно, медь имеет малое электрическое сопротивление, легко поддается пайке, механически прочна, что и обеспечило широкое применение меди для обмоток трансформаторов. Алюминий дешевле, обладает меньшей плотностью, но большим удельным сопротивлением, требует новой технологии выполнения обмоток. В настоящее время трансформаторы с алюминиевой обмоткой изготавливаются на мощность до 6300 кВА.

В современных трансформаторах для обмотки применяется транспонированный провод, в котором отдельные проводники в параллельном

пучке периодически изменяют свое положение. Это выравнивает сопротивление элементарных проводников, увеличивает механическую прочность, уменьшает толщину изоляции и размеры магнитопровода.

Изоляция трансформатора является ответственной частью, так как надежность работы трансформатора определяется в основном надежностью его изоляции. В масляных трансформаторах основной изоляцией является масло в сочетании с твердыми диэлектриками: бумагой, электрокартоном, гетинаксом, деревом (маслобарьерная изоляция).

Значительный эффект дает применение изоляции из специально обработанной бумаги (стабилизированной), которая менее гигроскопична, имеет более высокую электрическую прочность и допускает большой нагрев. В сухих трансформаторах широко применяются новые виды изолирующих материалов повышенной нагревостойкости на основе кремнийорганических материалов.

Активную часть трансформатора вместе с отводами и переключающими устройствами для регулирования напряжения помещают в бак. Основные части бака - стенки, дно и крышка. Крышку используют для установки вводов, выхлопной трубы, крепления расширителя, термометров и других деталей. На стенке бака укрепляют охлаждающие устройства - радиаторы. Стальные баки экранируются с внутренней стороны пакетами из электротехнической стали или пластинами из немагнитных материалов (медь, алюминий) для уменьшения потерь от потоков рассеяния.

Расширитель трансформатора представляет собой цилиндрический сосуд, соединенный с баком трубопроводом и служащий для уменьшения площади соприкосновения масла с воздухом. Бак трансформатора полностью залит маслом, изменение объема масла при нагреве и охлаждении приводит к колебанию уровня масла в расширителе; при этом воздух вытесняется из расширителя или всасывается в него. Масло очень гигроскопично, и если расширитель непосредственно связан с атмосферой, то влага из воздуха поступает в масло, резко снижая его изоляционные свойства. Для предотвращения этого расширитель связан с окружающей средой через силикагелевый воздухоосушитель. Силикагель поглощает влагу из всасываемого воздуха. При резких колебаниях нагрузки силикагелевый фильтр



полностью не осушает воздух, поэтому постепенно влажность воздуха в расширителе повышается. Для предотвращения этого применяются герметичные баки с газовой подушкой из инертного газа или свободное пространство в расширителе заполняется инертным газом (азотом), поступающим из специальных эластичных емкостей. Возможно применение специальной пленки - мембраны на границе масло - воздух. Осушение воздуха в расширителе осуществляют термовымораживателями, силикагелем или другим веществом, поглощающим продукты окисления масла. При циркуляции масла через фильтр происходит его непрерывная регенерация.

Для контроля за работой трансформатора предусматриваются контрольно-измерительные и защитные устройства. К контрольным устройствам относятся маслоуказатель и термометры. Маслоуказатель устанавливается на расширителе, термометр - на крышке бака. К защитным устройствам относятся реле понижения уровня масла и газовое реле.

### **3.3. Схемы и группы соединений обмоток трансформаторов**

На мощных трансформаторах 330-750 кВ дополнительно применяются устройства контроля изоляции вводов (КИВ) и манометры, контролирующие давление масла в герметичных вводах ВН. Основные конструктивные узлы трансформаторов показаны на рисунке 1.24. Обмотки трансформаторов имеют обычно схемы соединения: звезда  $Y$ , звезда с выведенной нейтралью  $Y_0$ , и треугольник  $\Delta$ . Сдвиг фаз между ЭДС первичной и вторичной обмоток ( $E_1$  и  $E_2$ ) принято выражать условно группой соединений.

В трехфазном трансформаторе применением разных способов соединений обмоток можно образовать двенадцать различных групп соединений, причем при схемах соединения обмоток «звезда – звезда» мы можем получить любую четную группу (2, 4, 6, 8, 10, 0), а при схеме «звезда – треугольник» или «треугольник – звезда» любую нечетную группу (1, 3, 5, 7, 9, 11).

Группы соединений указываются справа от знаков схем соединения обмоток. Трансформаторы имеют различные схемы и группы соединения обмоток, например:  $Y/\Delta$ -11;  $Y/\Delta/\Delta$ -11-11. Соединение в звезду обмотки ВН позволяет выполнить внутреннюю изоляцию из расчета фазной ЭДС, т. е. в

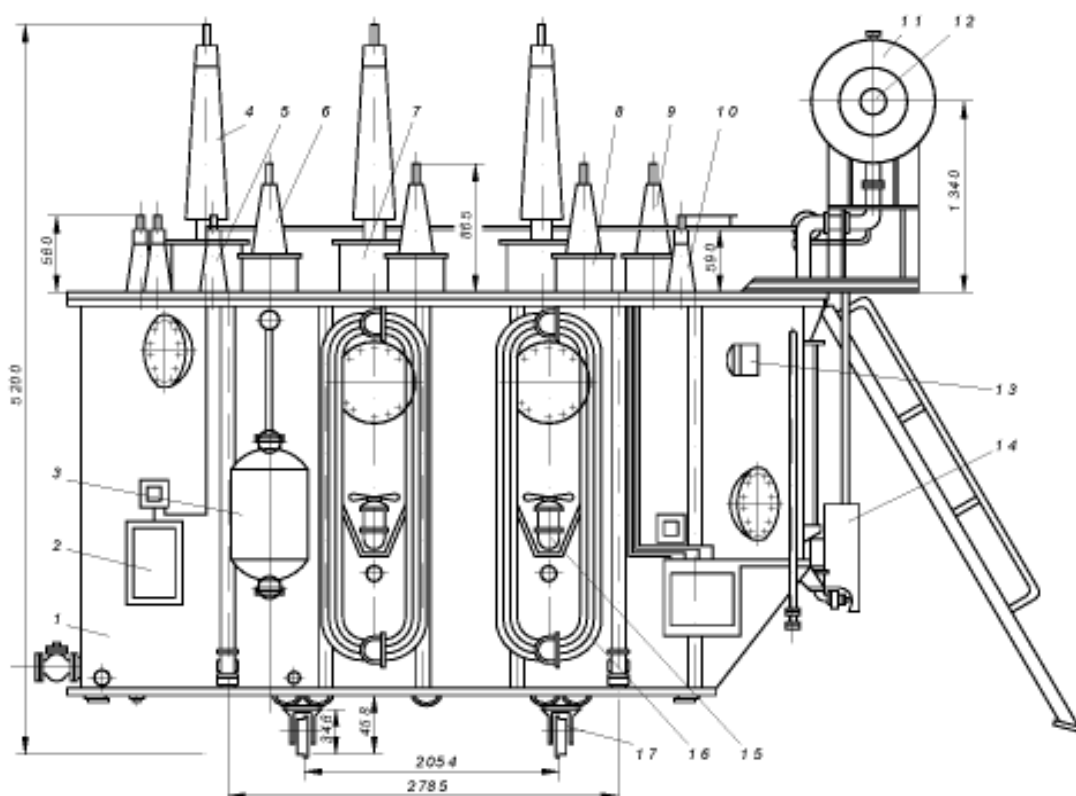


Рисунок 1.24 – Трансформатор трехфазный трехобмоточный ТДТН-16000/ПО-80У1:1-бак; 2-шкаф автоматического управления дутьем; 3-термосифонный фильтр, 3-ввод ВН; 5- ввод НН; 6-ввод СН; 7-установка трансформаторов тока 110 кВ, 8-установка трансформаторов тока 35 кВ; 9-ввод О ВН; 10- ввод О СН; 11 - расширитель. 12-маслоуказатель стрелочный, 13-клапан предохранительный; 14-привод регулятора напряжения; 15-электродвигатель системы охлаждения; 16 - радиатор, 17 - каретка с катками

$\sqrt{3}$  раз меньше линейной. Обмотки НН преимущественно соединяются в треугольник, что позволяет уменьшить сечение обмотки, рассчитав ее на фазный ток  $I/\sqrt{3}$ . Кроме того, при соединении обмотки трансформатора в треугольник создается замкнутый контур для токов высших гармоник, кратный трем, которые при этом не выходят во внешнюю сеть, вследствие чего улучшается симметрия напряжения на нагрузке.

Сверхмощные генераторы конструктивно выполняются с двумя трехфазными обмотками статора, ЭДС которых сдвинуты на  $30^\circ$ . Для работы в блоке с такими генераторами изготавливаются мощные однофазные трансформаторы с двумя обмотками низшего напряжения и двумя обмотками высшего напряжения. В трехфазной группе для компенсации сдвига ЭДС обмоток статора генератора одна обмотка низшего напряжения соединяется по схеме  $\Delta$ , а другая - по схеме  $Y$ .

На рис.1.25 показано соединение обмоток группы однофазных трансформаторов ОРЦ-533000/500, предназначенных для энергоблока 1200 МВт.

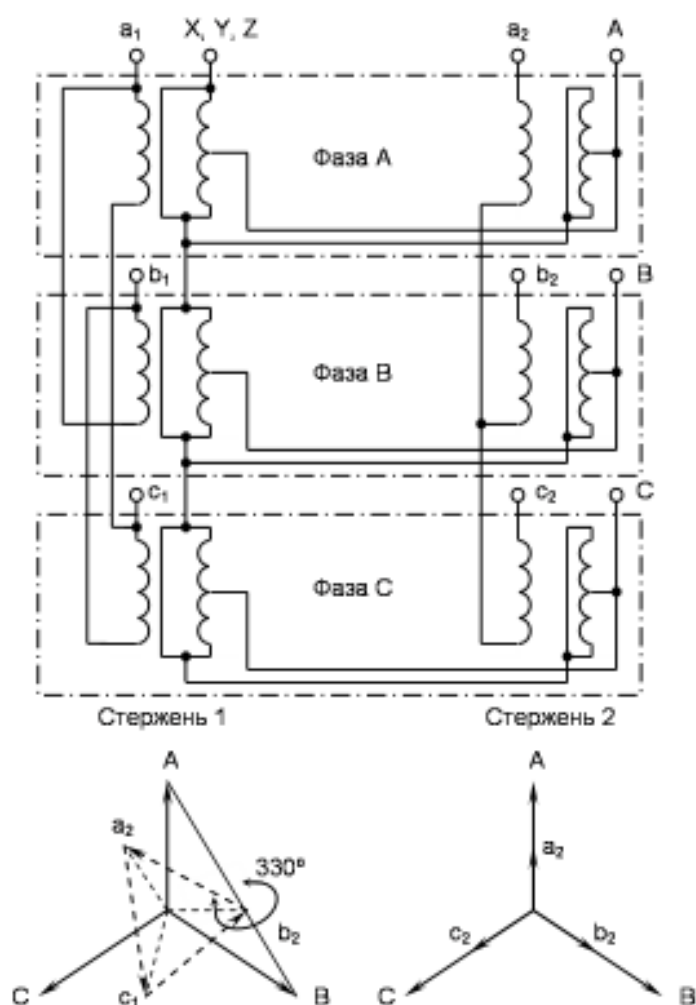


Рисунок 1.25 – Соединение обмоток и векторные диаграммы напряжений однофазных трансформаторов для присоединения к шестифазному генератору

Каждая фаза трансформатора выполнена на двухстержневом магнитопроводе. Соединение обмоток, расположенных на первом стержне, образует схему  $\Delta / Y - 11$ , а на втором  $Y / Y_0 - 0$  (или 12). Соединение обмоток в звезду с выведенной нулевой точкой применяется в том случае, когда нейтраль обмотки должна быть заземлена. Эффективное заземление нейтрали обмоток ВН обязательно в трансформаторах 330 кВ и выше и во всех автотрансформаторах. Системы 110, 150 и 220 кВ также работают с эффективно-заземленной нейтралью, однако для уменьшения токов однофазного короткого замыкания нейтрали части трансформаторов могут быть разземлены. Так как изоляция нулевых выводов обычно не рассчитывается на полное напряжение, то в режиме разземления нейтрали необходимо снизить возможные перенапряжения путем присоединения вентильных разрядников к нулевой точке трансформатора. Нейтраль заземляется также на вторичных обмотках трансформаторов, питающих четырёхпроводные сети 380/220 и 220/127 В.

Нейтрали обмоток при напряжении 10-35 кВ не заземляются или заземляются через дугогасящую катушку для компенсации емкостных токов.

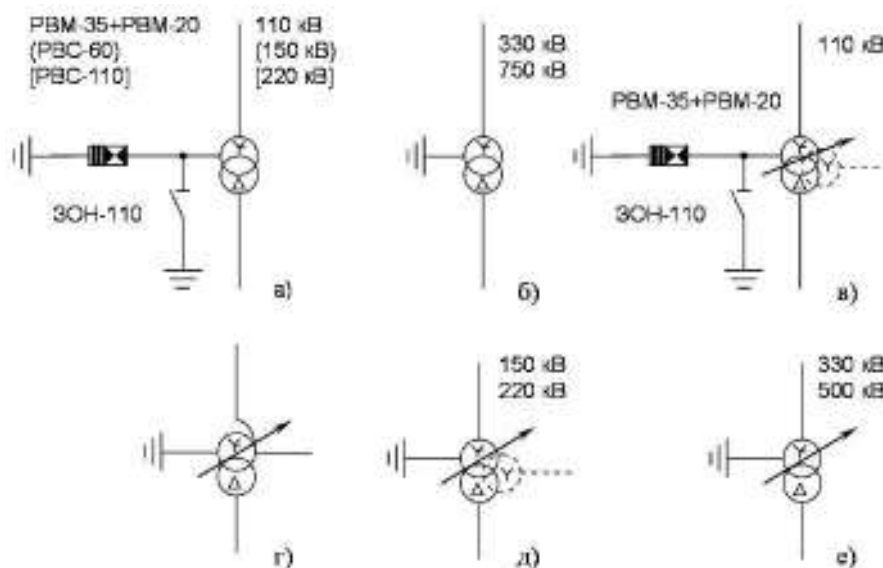


Рисунок 1.26 – способы заземления нейтрали трансформаторов и автотрансформаторов: а) – у трансформаторов 110 – 220 кВ без РПН; б)– у трансформаторов 330 – 750 кВ без РПН; в) – у трансформаторов 110 кВ с встроенным РПН; г) – у автотрансформаторов; д) – у трансформаторов 150 – 220 кВ с РПН; е) – у трансформаторов 330 – 500 кВ с РПН

Технические данные силовых трансформаторов и автотрансформаторов, их схемы и группы соединений определяются действующими ГОСТ.

### **3.4 Системы охлаждения силовых трансформаторов**

При работе трансформатора происходит нагрев обмоток и магнитопровода за счет потерь энергии в них. Предельный нагрев частей трансформатора ограничивается изоляцией, срок службы которой зависит от температуры нагрева. Чем больше мощность трансформатора, тем интенсивнее должна быть система охлаждения. Ниже приводится краткое описание систем охлаждения трансформаторов.

Естественное воздушное охлаждение трансформаторов осуществляется путем естественной конвекции воздуха и частично лучеиспускания в воздухе. Такие трансформаторы получили название “сухих”. Условно принято обозначать естественное воздушное охлаждение при открытом исполнении С; при защищенном исполнении СЗ, при герметизированном исполнении СГ, с принудительной циркуляцией воздуха СД.

Данная система охлаждения малоэффективна, поэтому применяется для трансформаторов мощностью до 1600 кВА при напряжении до 15 кВ.

Естественное масляное охлаждение (М) выполняется для трансформаторов мощностью до 16000 кВА включительно. В таких трансформаторах тепло, выделенное в обмотках и магнитопроводе, передается окружающему маслу, которое, циркулируя по баку и радиаторным трубам, передает его окружающему воздуху. При номинальной нагрузке трансформатора температура масла в верхних, наиболее нагретых слоях не должна превышать +95°С.

Для лучшей отдачи тепла в окружающую среду бак трансформатора снабжается ребрами, охлаждающими трубами или радиаторами в зависимости от мощности.

Масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д) применяется для более мощных трансформаторов. В этом случае в навесных охладителях из радиаторных труб помещаются вентиляторы.

Вентилятор засасывает воздух снизу и обдувает нагретую верхнюю часть труб. Пуск и останов вентиляторов могут осуществляться автоматически в

зависимости от нагрузки и температуры нагрева масла. Трансформаторы с таким охлаждением могут работать при полностью отключенном дутье, если нагрузка не превышает 100% номинальной, а температура верхних слоев масла не более  $+55^{\circ}\text{C}$ , также при минусовых температурах окружающего воздуха и при температуре масла не выше  $+45^{\circ}\text{C}$  независимо от нагрузки (ПТЭ, § 35.10). Максимально допустимая температура масла в верхних слоях при работе с номинальной нагрузкой  $+95^{\circ}\text{C}$ . Масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители (ДЦ) применяется для трансформаторов мощностью 63000 кВА и более (рисунок 1.27).

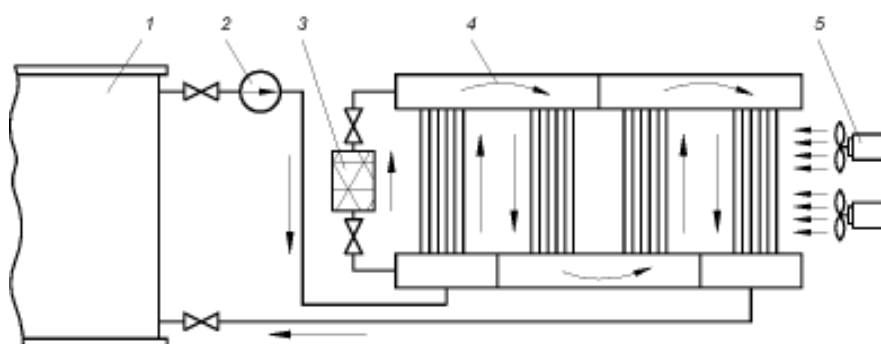


Рисунок 1.27 – Принципиальная схема охладителя системы ДЦ: 1 – бак трансформатора; 2 – электронасос; 3 – адсорбный фильтр; 4 – охладитель; 5 – вентиляторы обдува

Форсированный обдув радиаторных труб улучшает условия охлаждения масла, а следовательно, обмоток и магнитопровода трансформатора, что позволяет изготавливать такие трансформаторы мощностью до 80000 кВА.

Охладители состоят из системы тонких ребристых трубок, обдуваемых снаружи вентилятором. Электронасосы, встроенные в маслопроводы, создают непрерывную принудительную циркуляцию масла через охладители.

Благодаря большой скорости циркуляции масла, развитой поверхности охлаждения и интенсивному дутью охладители обладают большой теплоотдачей и компактностью. Переход к такой системе охлаждения позволяет значительно уменьшить габариты трансформаторов.

Охладители могут устанавливаться вместе с трансформатором на одном фундаменте или на отдельных фундаментах рядом с баком трансформатора.

На рисунке 1.28 показан однофазный автотрансформатор с системой охлаждения ДЦ с выносными охладителями, связанными с баком маслопроводами. Бак колокольного типа с нижним разъемом.

В трансформаторах с направленным потоком масла (НДЦ) интенсивность охлаждения повышается, что позволяет увеличить допустимые температуры обмоток, принципиально устроено так же, как система ДЦ. Но в отличие от последнего охладители состоят из трубок, по которым циркулирует вода, а между трубками движется масло. Температура масла на входе в маслоохладитель не должна превышать  $+70^{\circ}\text{C}$ .

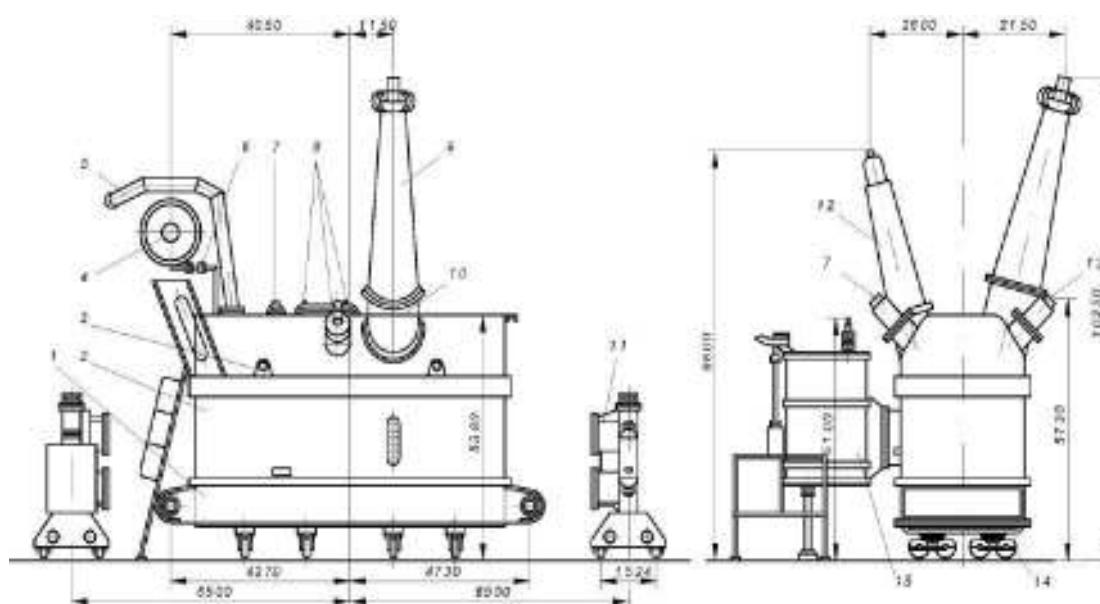


Рисунок 1.28 – Автотрансформатор однофазный АОДЦТН-500/330:1 - бак (нижняя часть); 2 - бак (съемная часть); 3 - скоба для подъема съемной части бака; 4 - стрелочный маслоуказатель; 5- предохранительная труба; 6 - газовое реле; 7 - ввод 35 кВ; 8 - вводы НН; 9 - ввод ВН; 10 - установка трансформаторов тока ВН; 11 - выносные маслоохладители; 12 - ввод СН; 13 - ввод нейтрали; 14 - поворотная каретка; 15 - регулятор напряжения

Чтобы предотвратить попадание воды в масляную систему трансформатора, давление масла в маслоохладителях должно превышать давление циркулирующей в них воды не менее чем на  $0,02 \text{ МПа}$  ( $2 \text{ Н/см}^2$ ). Эта система охлаждения эффективна, но имеет более сложное конструктивное выполнение и применяется на мощных трансформаторах (160 МВ А и более). Масляно-водяное охлаждение с направленным потоком масла (НЦ) применяется для

трансформаторов мощностью 630 МВА и более. На трансформаторах с системами охлаждения ДЦ и Ц устройства принудительной циркуляции масла должны автоматически включаться одновременно с включением трансформатора и работать непрерывно независимо от нагрузки трансформаторов. В то же время число включаемых в работу охладителей определяется нагрузкой трансформатора. Такие трансформаторы должны иметь сигнализацию о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентилятора. Каждый трансформатор имеет условное буквенное обозначение, которое содержит следующие данные в том порядке, как указано ниже:

- 1) число фаз (для однофазных - О; для трехфазных - Т),
- 2) вид охлаждения - в соответствии с пояснениями, приведенными выше,
- 3) число обмоток, работающих на различные сети (если оно больше двух), для трехобмоточного трансформатора Т; для трансформатора с расщепленными обмотками Р (после числа фаз),
- 4) буква Н в обозначении при выполнении одной из обмоток с устройством РПН,
- 5) буква А на первом месте для обозначения автотрансформатора.

За буквенным обозначением указывается номинальная мощность, кВА; класс напряжения обмотки (ВН); климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543-70.

Например, ТДТН-16000/110-У1 - трехфазный трансформатор с системой охлаждения Д, трёхобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой, номинальной мощностью 16000 кВА, напряжением ВН 110 кВ; климатическое исполнение У (умеренный климат); категория размещения 1 .

### **3.5 Нагрузочная способность силовых трансформаторов**

При выборе мощности трансформаторов нельзя руководствоваться только их номинальной мощностью, так как в реальных условиях температура охлаждающей среды, условия установки трансформатора могут быть отличными от принятых. Нагрузка трансформатора меняется в течение суток, и если мощность выбрать по максимальной нагрузке, то в периоды спада ее трансформатор будет не загружен, т. е. недоиспользована его мощность. Опыт



эксплуатации показывает, что трансформатор может работать часть суток с перегрузкой, если в другую часть суток его нагрузка меньше номинальной. Критерием различных режимов является износ изоляции трансформатора.

**Нагрузочная способность трансформатора** - это совокупность допустимых нагрузок и перегрузок.

**Допустимая нагрузка** - это длительная нагрузка, при которой расчетный износ изоляции обмоток от нагрева не превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы.

**Перегрузка трансформатора** - режим, при котором расчетный износ изоляции обмоток превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы.

Такой режим возникает, если нагрузка окажется больше номинальной мощности трансформатора или температура охлаждающей среды больше принятой расчетной.

Допустимые систематические нагрузки трансформатора больше его номинальной мощности возможны за счет неравномерности нагрузки в течение суток. На рис.1.29 изображен суточный график нагрузки, из которого видно, что в ночные, утренние и дневные часы трансформатор недогружен, а во время вечернего максимума перегружен. При недогрузке износ изоляции мал, а во время перегрузки значительно увеличивается.

Максимально допустимая систематическая нагрузка определяется при условии, что наибольшая температура обмотки  $+140^{\circ}\text{C}$ , наибольшая температура масла в верхних слоях  $+95^{\circ}\text{C}$  и износ изоляции за время максимальной нагрузки такой же, как при работе трансформатора при постоянной номинальной нагрузке, когда температура наиболее нагретой точки не превышает  $+98^{\circ}\text{C}$  (ГОСТ 14209-85). Для подсчета допустимой систематической нагрузки действительный график преобразуется в двухступенчатый.

Коэффициент начальной нагрузки эквивалентного графика определяется по выражению:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (1.12)$$

где  $S_1, S_2, \dots, S_m$  - значения нагрузки в интервалах  $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_m$ .  
Коэффициент максимальной нагрузки в интервале  $h = \Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p$  равен:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}} \quad (1.13)$$

Если  $K'_2 \geq 0,9$ , то принимают  $K'_2 = K_2$ ; если  $K'_2 < 0,9 K_{\text{max}}$ , то принимают  $K_2 = 0,9 K_{\text{max}}$ .

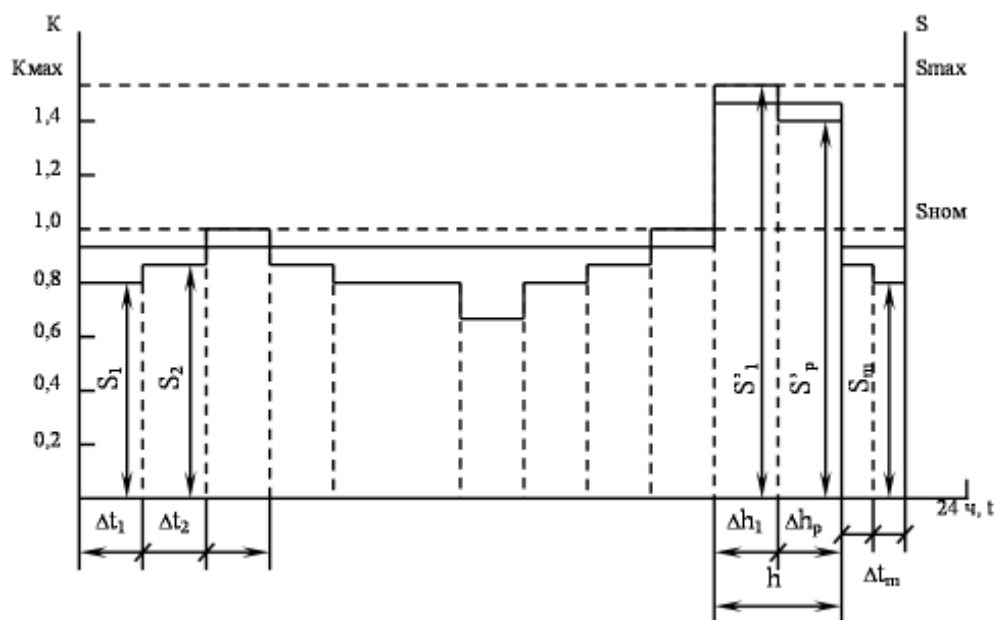


Рисунок 1.29 – Построение двухступенчатого графика по суточному графику нагрузки трансформатора

Зная среднюю температуру охлаждающей среды за время действия графика ( $\theta_{\text{охл}}$ ), систему охлаждения трансформатора (М, Д, ДЦ, Ц), по таблицам, приведенным в ГОСТ 14209-85 (для трансформаторов до 100 МВА), определяют допустимость относительной нагрузки  $K_2$  и ее продолжительность.

Нагрузка более  $1,5 S_{\text{НОМ}}$  должна быть согласована с заводом-изготовителем. Нагрузка более  $2,0 S_{\text{НОМ}}$  не допускается.

Аварийная перегрузка разрешается в аварийных случаях, например, при выходе из строя параллельно включенного трансформатора.

Допустимая аварийная перегрузка определяется предельно допустимыми температурами обмотки ( $140^{\circ}\text{C}$  для трансформаторов напряжением выше 110 кВ и  $160^{\circ}\text{C}$  для остальных трансформаторов) и температурой масла в верхних слоях ( $115^{\circ}\text{C}$ ). Аварийные перегрузки вызывают повышенный износ изоляции, что может привести к сокращению нормированного срока службы трансформатора, если повышенный износ впоследствии не компенсирован нагрузкой с износом изоляции ниже нормального. Значение допустимой аварийной перегрузки определяется по ГОСТ 14209-85 в зависимости от коэффициента начальной нагрузки  $K_1$ , температуры охлаждающей среды во время возникновения аварийной перегрузки ( $\theta_{\text{охл}}$ ) и длительности перегрузки. Максимальная аварийная перегрузка не должна превышать  $2,0 S_{\text{ном}}$ .

Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов при выборе номинальной мощности для промышленных подстанций при предшествующей нагрузке, не превышающей 0,8 (по ГОСТ 14209-85). Трансформаторы с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц при первоначальной нагрузке не более  $0,95 S_{\text{ном}}$  допускают перегрузку на 40% в течение 6 ч при температуре охлаждающего воздуха не более  $+ 20^{\circ}\text{C}$  и 30% в течение 4 ч при температуре охлаждающего воздуха  $+ 30^{\circ}\text{C}$ .

Допустимые нагрузки и аварийные перегрузки для трансформаторов мощностью свыше 100 МВ·А устанавливаются в инструкциях по эксплуатации; для сухих трансформаторов и трансформаторов с негорючим жидким диэлектриком - в стандартах или технических условиях на конкретные типы трансформаторов (ГОСТ 11677-85).

### **3.6 Автотрансформаторы**

Автотрансформаторы для энергетических цепей, т. е. в системе передачи электрической энергии, начали применять сравнительно недавно, но благодаря технико-экономическим преимуществам они за короткое время получили широкое применение на подстанциях 110-750 кв.

Рассмотрим принципиальные особенности работы автотрансформатора на примере одной фазы. В отличие от двухобмоточного трансформатора в автотрансформаторе имеется только одна обмотка (рисунок 1.30). Автотрансформатор по своей схеме напоминает делитель напряжения.

К крайним выводам обмотки В – О подводится напряжение  $U_1$ , которое равномерно распределяется между витками  $w_1$  обмотки. Поэтому, если взять выводы С – О от крайней точки обмотки и какой-то средней, то получим другое напряжение  $U_2$ , пропорциональное числу витков  $w_2$ , заключенному между этими выводами.

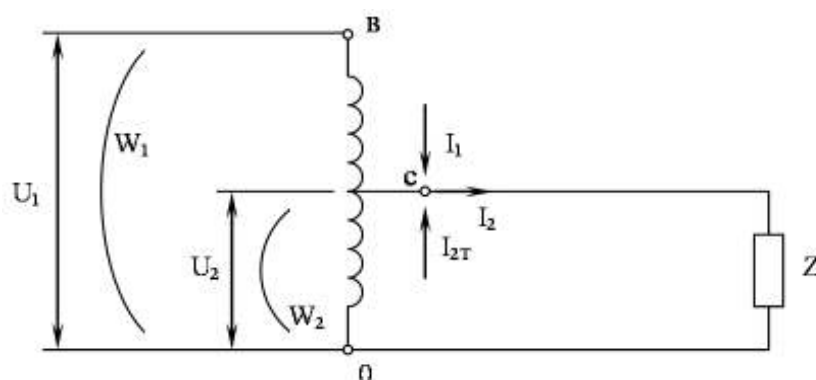


Рисунок 1.30 – Принципиальная схема автотрансформатора

Часть обмотки С – О, содержащая  $w_2$  витков, является вторичной обмоткой и в то же время составляет часть первичной и имеет с ней прямое электрическое соединение.

Как видно из схемы (рисунок 1.30), при питании автотрансформатора со стороны выводов В – О, он будет работать как понижающий, а при перемене стороны питания (выводы С – О) – как повышающий.

Участок обмотки С – О, который одновременно является вторичной обмоткой и продолжением первичной, называется общей обмоткой, а участок В – С – последовательной обмоткой. По этой обмотке протекает полный номинальный ток автотрансформатора.

На рисунке 1.30  $w_1$  – общее число витков;  $(w_1 - w_2)$  – число витков последовательной обмотки, которые обтекает только ток  $I_1$ ,  $w_2$  – число витков общей части обмотки.

Первичный ток  $I_1$  благодаря электрической связи, протекая в цепь приемника, проходит по части обмотки (последовательной), которая содержит  $(w_1 - w_2)$  витков. Вследствие этого в общей части обмотки С – О магнитным потоком наводится ток  $I_{2T}$ .

В любой момент времени оба составляющих тока  $I_1$  и  $I_2$  проходят по обмотке в противоположных направлениях, т. е. они сдвинуты между собою по фазе на  $180^\circ$  и их намагничивающие силы уравниваются:

$$I_1 \cdot (W_1 - W_2) = I_{2T} \cdot W_2 \quad (1.14)$$

Так как токи  $I_1$  и  $I_{2T}$  в точке С сходятся, то во вторичную цепь (цепь приемника) по первому закону Кирхгофа пойдет ток  $I_2$ , равный сумме:

$$I_2 = I_1 + I_{2T} \quad (1.15)$$

Исходя из уравнения намагничивающей силы:

$$I_{2T} = I_1 \cdot \left( \frac{W_1}{W_2} - 1 \right) \quad (1.16)$$

Соотношение токов  $I_1$  и  $I_2$  будет, как и для обычного трансформатора: для вторичной цепи

$$I_2 = I_1 + I_1 \cdot \left( \frac{W_1}{W_2} - 1 \right) = I_1 \cdot \frac{W_1}{W_2} = I_1 \cdot k \quad (1.17)$$

и первичный ток

$$I_1 = I_2 \cdot \left( \frac{W_1}{W_2} \right) = I_2 \cdot \left( \frac{1}{k} \right), \quad (1.18)$$

где  $w_1/w_2=k$  – коэффициент трансформации автотрансформатора.

Пренебрегая потерями и намагничивающим током, можно считать, что вся первичная мощность  $U_1 \cdot I_1$  передается во вторичную цепь  $U_2 \cdot I_2$ .

**Номинальной, или проходной,** мощностью автотрансформатора называется предельная мощность, которая может быть передана через автотрансформатор на стороне высшего напряжения.

В связи со сказанным выше,  $S_{\text{ном}} = S_1 = S_2$ .

У обычного трансформатора вторичная мощность, равная  $U_2 \cdot I_2$ , полностью получается трансформацией, т. е. передается с первичной обмотки во вторичную магнитным потоком.

Благодаря непосредственному электрическому соединению между первичной и вторичной обмотками передача мощности в автотрансформаторе осуществляется *двумя путями* - электромагнитным и электрическим.

У автотрансформаторов вторичная мощность равна:

$$U_2 \cdot I_2 = U_2 \cdot I_1 + U_2 \cdot I_{2T} \quad (1.19)$$

Она составляется из двух частей: мощности  $U_2 \cdot I_1$ , которая передается первичным током  $I_1$  непосредственно во вторичную цепь, так как обе цепи соединены электрически, и мощности  $U_2 \cdot I_{2T}$ , которая получается путем трансформации при посредстве магнитного потока.

Мощность, передаваемая в автотрансформаторе *электромагнитным* путем, называется *типовой*, или *расчетной*. Отношение типовой мощности к номинальной называется *коэффициентом выгодности* автотрансформатора:

$$K_{\text{ВЫГ}} = \frac{S_{\text{ТИП}}}{S_{\text{НОМ}}} \quad (1.20)$$

Коэффициент выгодности показывает, какую часть расчетная мощность (т. е. электромагнитная) автотрансформатора составляет от его номинальной.

Коэффициент выгодности, выраженный через коэффициент трансформации автотрансформатора, определяется:

$$K_{\text{ВЫГ}} = \frac{U_B - U_C}{U_B} \quad (1.21)$$

Типовая, т. е. *электромагнитная* мощность, которая трансформируется при помощи магнитного потока, составляет только часть номинальной мощности автотрансформатора.

Следует иметь в виду, что расход активных материалов автотрансформатора определяется главным образом его электромагнитной, т. е. типовой, мощностью. Это значит, что автотрансформатор с номинальной мощностью  $S_{\text{НОМ}}$  будет иметь такие же размеры и вес, как трансформатор с мощностью  $K_{\text{ВЫГ}} \cdot S_{\text{НОМ}}$ .

Чем меньше коэффициент выгодности, тем выгоднее применять автотрансформаторы вместо обычных трансформаторов.

Автотрансформаторы, применяемые на подстанциях в энергетических системах, кроме двух основных электрически соединенных обмоток ВН и СН, имеют дополнительную третью обмотку НН (рисунок 1.31).

Первые две обмотки (ВН и СН) соединяются в звезду с заземленной нейтралью, третья обмотка НН соединяется в треугольник и электрически не связана с автотрансформаторными обмотками.

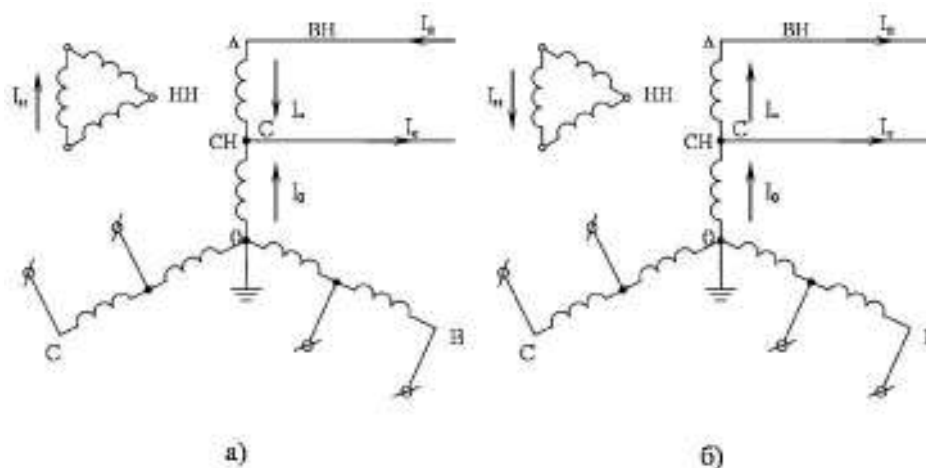


Рисунок 1.31 – Схема трёхфазного трёхобмоточного трансформатора: а) – в понижающем режиме; б) – в повышающем режиме

Наличие такой обмотки устраняет третью гармонику в фазных ЭДС и значительно уменьшает сопротивление нулевой последовательности.

Таким образом, автотрансформаторы обычно связывают три напряжения –  $U_{\text{ВН}}$ ,  $U_{\text{СН}}$ ,  $U_{\text{НН}}$  и могут заменять трехобмоточные трансформаторы.

На подстанциях от третьей обмотки НН питаются близлежащие потребители и синхронные компенсаторы.

На электростанциях к этой обмотке подключаются генераторы. В этом случае автотрансформаторы используются в качестве повышающих. В результате совмещения обмоток двух напряжений применение автотрансформатора становится экономически более выгодным, чем применение трансформаторов с двумя или тремя отдельными обмотками.

Сравнивая трансформатор и автотрансформатор равной номинальной мощности, можно сказать, что полные потери в автотрансформаторе

составляют около 50% потерь в трансформаторе и вес выемной части автотрансформатора соответственно меньше. Кроме того, ток холостого хода в автотрансформаторах составляет 0,5 – 2% против 4% в трансформаторах. В связи с этим существенно снижаются потоки реактивной мощности, потребляемые автотрансформатором.

Для нормальной работы автотрансформатора требуется обязательное глухое заземление нейтрали. В противном случае при замыкании на землю одной фазы высшего напряжения потенциал двух других фаз среднего напряжения повысится относительно земли до недопустимой величины, опасной для изоляции. В связи с этим автотрансформаторы могут применяться только в сетях с большим током замыкания на землю, имеющих глухозаземленные нейтрали. Напряжение короткого замыкания, а следовательно, и индуктивные сопротивления между обмотками высшего и среднего напряжения в автотрансформаторах меньше, чем в обычных трехобмоточных трансформаторах: оно составляет примерно 45 – 70%. Вследствие этого потери напряжения в автотрансформаторах уменьшаются и облегчаются условия поддержания и регулирования напряжения в системе. Однако в аварийном режиме, при коротком замыкании, это же обстоятельство может привести к значительному возрастанию мощностей короткого замыкания как однофазных, так и трехфазных. Некоторые отмеченные выше недостатки и затруднения в эксплуатации автотрансформаторов в настоящее время преодолены, что позволило автотрансформатору получить неоспоримые преимущества перед трёхобмоточным трансформатором, особенно в понижающем режиме. Основные преимущества автотрансформатора следующие:

- а) сокращение потерь активной и реактивной мощности;
- б) значительное уменьшение активных (медь, электротехническая сталь), изолирующих (изоляция, трансформаторное масло) и конструкционных материалов, затрачиваемых на изготовление автотрансформатора, и в связи с этим существенное сокращение стоимости;
- в) возможность изготовления автотрансформаторов больших единичных предельных мощностей.

На рис.1.32 приводится общий вид мощного автотрансформатора.



### 3.7 Параллельная работа трансформаторов

При параллельной работе двух или нескольких трансформаторов выходы их обмоток, относящиеся к одноименным фазам, соединяются между собой как на первичной, так и на вторичной стороне. Обычно это соединение выполняется не непосредственно, а на общих, с каждой стороны, шинах подстанции (рисунок 1. 33).

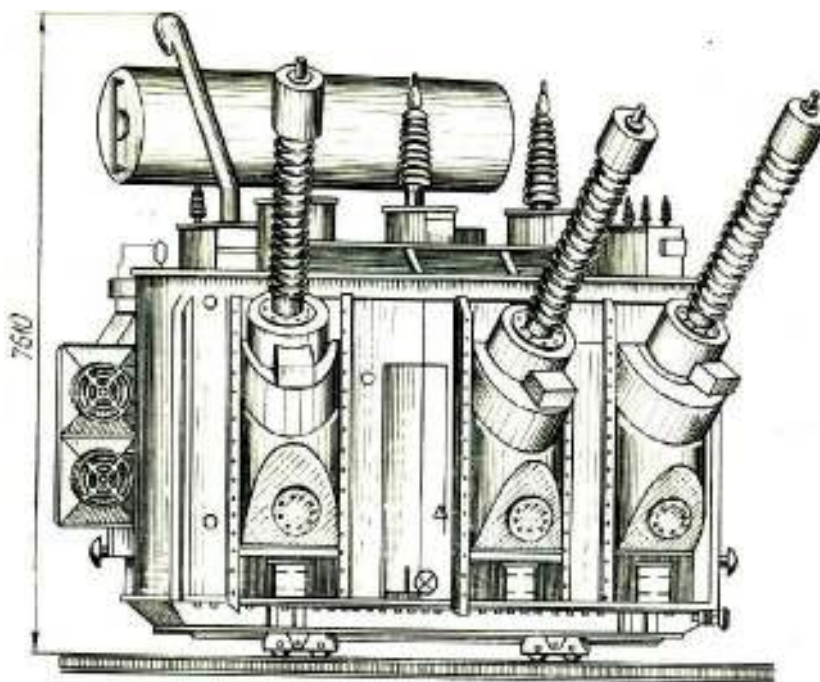


Рисунок 1.32 – Автотрансформатор АТДТГ-125000/200

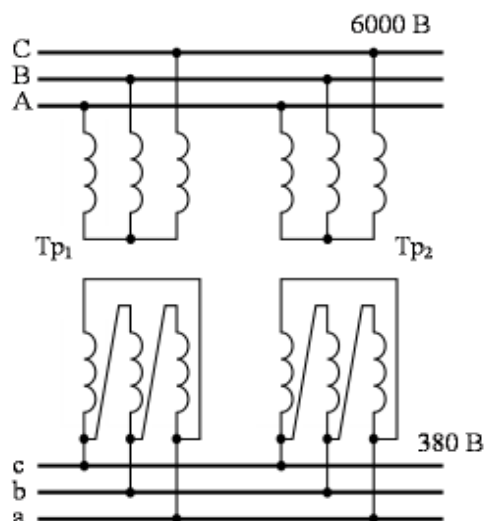


Рисунок 1.33 – Включение трансформатора в параллельную работу

Для параллельной работы трехобмоточных трансформаторов подобные соединения должны быть выполнены у обоих трансформаторов соответственно на каждой из трех сторон напряжения (на стороне ВН, СН, НН). Если у трансформаторов соединяются одноименные выводы обмоток только одной стороны напряжения, то при этом получается их совместная, но не параллельная работа. Параллельная работа трансформаторов имеет ряд технических и экономических преимуществ по сравнению с работой одного мощного трансформатора:

а) повышается надежность электроснабжения, так как выход из строя одного из трансформаторов не лишает потребителей электрической энергии. Нагрузка вышедшего трансформатора может быть временно, полностью или частично принята оставшимися в работе трансформаторами;

б) в периоды снижения нагрузок (в течение суточного графика, а также весеннего и летнего сезонов) часть трансформаторов может отключаться, что обеспечивает более экономичный режим подстанции за счет уменьшения потерь холостого хода трансформаторов и их загрузки на максимальный к. п. д.;

в) резервная мощность трансформаторов при их параллельном включении будет значительно меньшей, чем при питании потребителей от одного мощного трансформатора;

г) при подключении в районе энергоснабжения новых потребителей электроэнергии трансформаторная мощность подстанций может быть увеличена дополнительной установкой одного или нескольких трансформаторов и включением их на параллельную работу.

В связи с перспективой быстрого роста промышленных нагрузок указанное выше расширение понижающих районных подстанций обычно предусматривается уже при их проектировании.

Нормальная параллельная работа трансформаторов характеризуется отсутствием между ними уравнивающих токов; общая нагрузка распределяется между работающими трансформаторами пропорционально их номинальной мощности и обратно пропорционально их напряжениям короткого замыкания; токи нагрузки трансформаторов при этом совпадают по фазе.

Предварительное присоединение трансформаторов выполняется по опознавательной расцветке шин и маркировке выводов; принадлежность

выводов к одноименным фазам определяется при помощи вольтметров, включенных через трансформаторы напряжения, или специальными указателями напряжения, снабженными в качестве индикатора неоновой лампочкой. Как правило, фазировка производится на стороне низшего напряжения трансформаторов.

Для нормальной параллельной работы трансформаторов должны быть соблюдены следующие условия:

1. Номинальные линейные первичные и вторичные напряжения (коэффициенты трансформации) должны быть равны. Допускаются отклонения  $k_{тр} \pm 0.5\%$ .

Если вторичные напряжения обмоток не равны, то величина уравнивающего тока будет равна:

$$\dot{I}_{ур} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{Z_{K1} + Z_{K2}}, \quad (1.22)$$

где  $U_1, U_2$  – комплексы вторичных напряжений первого и второго трансформаторов соответственно;

$Z_{K1}, Z_{K2}$  – комплексы сопротивлений трансформаторов.

Модуль сопротивления  $Z_K$  трансформатора приближенно определяется из опыта КЗ:

$$Z_K = \frac{U_K}{I_K} = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}}{I_{НОМ}}, \quad (1.23)$$

где  $U_K$  - напряжение КЗ,  $I_K$  – ток КЗ, равный номинальному.

2. Разница в напряжениях короткого замыкания параллельно работающих трансформаторов допускается не более 10%.

При неравенстве напряжений КЗ нагрузки будут распределяться обратно пропорционально их величинам. В связи с этим трансформаторы меньших мощностей, имеющие меньшие напряжения КЗ, оказываются перегруженными, а более мощные - недогруженными.

3. Соотношение мощностей трансформаторов, работающих параллельно, не должно превосходить 1:3.

4. Трансформаторы должны иметь одинаковые группы соединения обмоток.

При включении трансформаторов с равными напряжениями обмоток первичной и вторичной сторон с одинаковыми напряжениями КЗ, но с разными группами соединения обмоток, на параллельную работу возникает уравнивающий ток:

$$I_{ур} = \frac{\Delta U}{Z_{K1} + Z_{K2}}, \quad (1.24)$$

где  $\Delta U = 2U_{НОМ} \sin \alpha / 2$  - напряжение между одноименными зажимами, определяемое из векторной диаграммы при равенстве модулей напряжений  $U_1$  и  $U_2$ ,  $\alpha$  – угловое смещение векторов

линейных напряжений трансформаторов с неодинаковой группой соединений,  $Z_{K1}$  и  $Z_{K2}$  - сопротивления трансформаторов.

Если в уравнение (1.24) подставить уравнение (1.23), то при равенстве напряжений КЗ и номинальных токов трансформаторов получим выражение для определения уравнивающего тока:

$$I_{ур} = \frac{2U_{НОМ} \cdot \sin \frac{\alpha}{2}}{\frac{U_{K1}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}}{I_{НОМ1}} + \frac{U_{K2}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}}{I_{НОМ2}}} = \frac{2U_{НОМ} \cdot \sin \frac{\alpha}{2}}{2 \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}}{I_{НОМ}}} = 100 \sin \frac{\alpha}{2} \cdot \frac{I_{НОМ}}{U_K} \quad (1.25)$$

Уравнивающие токи могут достигать очень больших величин.

Например, если трансформаторы, включенные на параллельную работу, имеют группы соединений  $Y/Y_0-0$  со сдвигом фаз между ЭДС первичной и вторичной обмоток  $360^0$  и  $Y/\Delta-11$  (сдвиг фаз  $330^0$ ), то угловое смещение трансформаторов составляет  $\alpha = 360 - 330 = 30^0$ , уравнивающий ток при этом будут равен:

$$I_{ур} = 100 \sin \frac{30}{2} \cdot \frac{I_{НОМ}}{U_K} = \frac{25,9}{U_K} \cdot I_{НОМ} \approx 2 \text{раза}, \text{ если } U_K = (5 - 10)\%.$$

Если угловое смещение равно  $180^0$  ( группы  $Y/Y_0-0$  и  $Y/Y-6$ ), то уравнивающий ток достигает 10 - 20 - кратной величины, что равносильно КЗ на выводах трансформаторов.

Условия параллельной работы трехобмоточных трансформаторов между собой и с двухобмоточными трансформаторами такие же, как и для двухобмоточных.

### Вопросы для самопроверки:

1. Какие варианты групп соединений обмоток трансформаторов наиболее распространены? Чем это объяснить?
2. Как расшифровываются буквы в обозначениях типа трансформаторов?
3. Что характеризует напряжение короткого замыкания в трансформаторе?
4. Какие аварийные перегрузки допускаются для трансформаторов?
5. Чем конструктивно отличается автотрансформатор от трехобмоточного трансформатора?

## Глава вторая. Характеристики, основные параметры и условия выбора электрооборудования

### 4.1 Электрическая дуга

**Тема лекции.** Электрическая дуга. Способы гашения электрической дуги в аппаратах напряжением до и свыше 1000 В.

При размыкании контактов любого электрического аппарата возникает электрическая дуга.

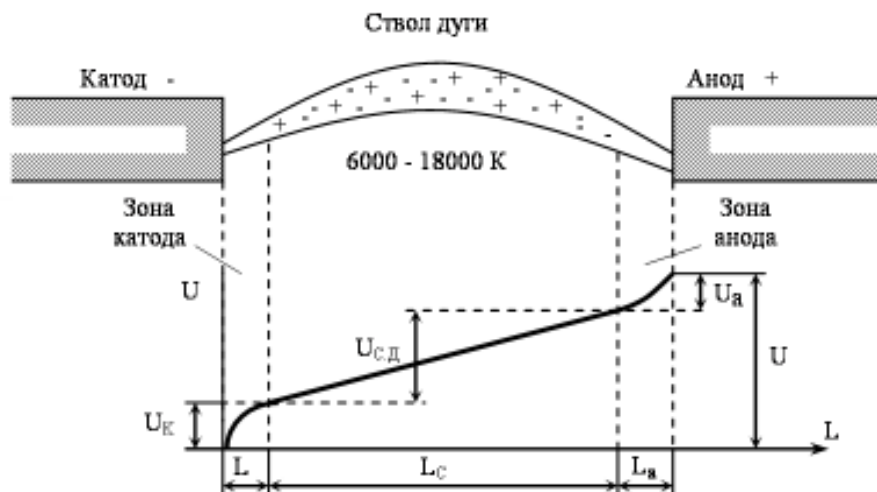


Рисунок 2.1 – Распределение напряжения вдоль дуги

Дуга представляет собой разряд тока через мост из раскаленных ионизированных газов между контактами, обладающий высокой проводимостью и температурой. Когда ток проходит через ноль, дуга гаснет, но в следующий

момент она может вновь зажечься, если электрическая прочность промежутка оказывается меньше восстанавливающегося напряжения на контактах.

У дуги различают 3 характерные области (рисунок 2.1): околочатодную, околоанодную и ствол дуги. Величина падения напряжения вблизи катода и анода зависит от материала электропроводов, от свойств окружающей среды и не зависит от величины проходящего тока.

$$U_a = 3 \div 5 \text{ В}, \quad U_k = 10 \div 20 \text{ В}$$

Сам ствол дуги представляет собой плазму с температурой в центре от  $6000 \div 10000 \text{ }^\circ\text{C}$ .

В дуге непрерывно идут процессы ионизации и деионизации. Первые поддерживают горение дуги, вторые стараются погасить ее.

Различают четыре вида ионизации:

1. *Автоэлектронная эмиссия* - выход электронов с катода в межэлектродное пространство под действием сильного электрического поля между контактами (при  $E = 10^7 \text{ В/см}$ )

2. *Ударная ионизация* - вызывается соударениями электронов,двигающихся под действием электрического поля вдоль ствола дуги, с нейтральными молекулами и атомами газа. Наименьшая разность потенциалов, при которых электроны приобретают скорость, достаточную для начала ударной ионизации, составляет от 6 до 24 В.

3. *Термическая ионизация* - процесс образования ионов под действием высокой температуры (для паров меди - 4000K, для воздуха - 8000K).

В результате столкновения молекул и атомов при тепловом движении происходит их распад на заряженные частицы. Чем выше температура, тем выше интенсивность процесса ионизации.

4. *Термоэлектронная эмиссия* - выход электронов с горячего катода в межэлектродное пространство. Начальная температура от  $3000 \div 4000 \text{ К}$ .

Наряду с ионизацией, в дуге протекает процесс деионизации: рекомбинация и диффузия.

*Рекомбинация* - когда положительные и отрицательные частицы воссоединяются, теряют избыточные заряды и энергию, и образуют нейтральные частицы.

*Диффузия* - (взаимное проникновение двух разных сред), выход заряженных частиц из области горения дуги в окружающее пространство.

При зажигании дуги преобладает ионизация, в устойчивой дуге оба этих процесса уравниваются, при гашении происходит рост деионизации - убывание заряженных частиц. Процесс ионизации развивается самостоятельно, интенсивная же деионизация требует специальных средств и мероприятий. К ним относятся:

- увеличение скорости расхождения контактов,
- применение дугогасительных камер с повышенным давлением,
- дутье (масляное, воздушное, магнитное и т.д.)

При переменном токе напряжение на дуге, горящей между контактами, не постоянно. Закон ее изменения во времени на графике представляет седлообразную кривую  $U_d$  (рис.2.2).

При малых токах (в начале полупериода) напряжение возрастает пропорционально току (т. О-А). Затем по мере роста тока в дуге происходит усиление термической ионизации, сопротивление створа дуги снижается и напряжение падает (т. А-В).

С середины полупериода ток начинает снижаться, уменьшая термическую ионизацию, сопротивление дуги возрастет, напряжение на дуге растет (В-С).

В момент перехода тока через ноль подвод энергии к дуге прекращается, температура дуги резко снижается, термическая ионизация прекращается, напряжение падает до нуля (т.С-О<sub>1</sub>). Исследования осциллограмм процесса горения дуги показывают, что в конце полупериода, чуть раньше момента естественного перехода тока через ноль, величина его становится очень малой; то же имеет место и в начале следующего полупериода.

Этот период времени отсутствия тока в дуге представляет собой *бестоковую* паузу. Дуговой промежуток за время бестоковой паузы теряет свою проводимость, т.к. интенсивность ионизации сильно уменьшается, и становится диэлектриком.

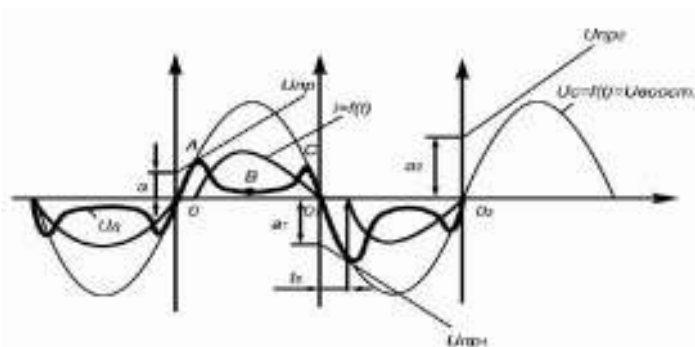


Рисунок 2.2 –Изменение напряжения на дуге

Прочность дугового промежутка восстанавливается, т.е. возрастает пробивное напряжение (напряжение, вызывающее пробой диэлектрика). По мере расхождения контактов, кривая пробивного напряжения перемещается вверх от оси абсцисс, т.к. с увеличением расстояния между контактами увеличивается слой диэлектрика.

Одновременно с ростом электрической прочности промежутка в бестоковую паузу на его концах восстанавливается напряжение источника тока.

В общем случае кривая восстанавливающегося напряжения является синусоидой напряжения сети (если  $\cos \varphi = 1$ ), но т.к. в цепи имеются индуктивное, активное и емкостное сопротивление, то возникает сложный переходный процесс, и появляются колебания напряжения; вторая половина полуволны соответствует неустойчивому состоянию (поэтому ее не рассматривают).

Если восстановление напряжения растет быстрее электрической прочности, то их кривые пересекаются на графике, т.е. дуговой промежуток пробивается и дуга зажигается повторно. Но как только пробивное напряжение становится больше восстанавливающегося напряжения, то промежуток не будет пробит, и после перехода тока через ноль дуга не загорится.

Задача гашения дуги переменного тока сводится к созданию таких условий, чтобы электрическая прочность промежутка между контактами была больше напряжения между ними.

Для этого в коммутационных аппаратах принимаются искусственные меры охлаждения дугового промежутка и уменьшение числа заряженных частиц. Эти процессы приводят к увеличению электрической прочности промежутка и к погасанию дуги.



## Способы гашения дуги в отключающих аппаратах свыше 1000 В.

### Гашение дуги в масле

Если при размыкании контакты аппарата погружены в масло, то от температуры дуги масло разлагается, образуя газовый пузырь вокруг дуги, состоящий до 80% из водорода. Быстрое разложение масла приводит к повышению давления в газовом пузыре, что способствует ее лучшему охлаждению и деионизации. Водород обладает высокими дугогасящими свойствами, что способствует деионизации дуги.

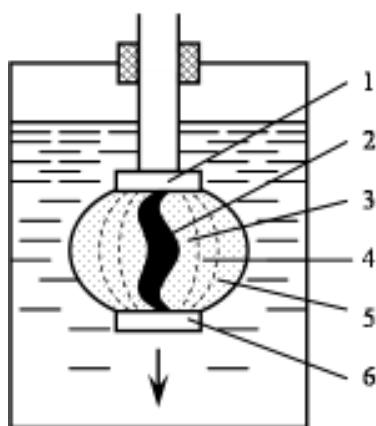


Рисунок 2.3 – Процесс гашения дуги в масле  
1 – неподвижный контакт;  
2 – ствол дуги; 3 – водородная оболочка; 4 – зона газа; 5 – зона паров масла; 6 – подвижный контакт

Внутри газового пузыря происходит непрерывное движение газа и паров масла. Такой процесс гашения применяется в выключателях ВМБ-10 на небольшие токи.

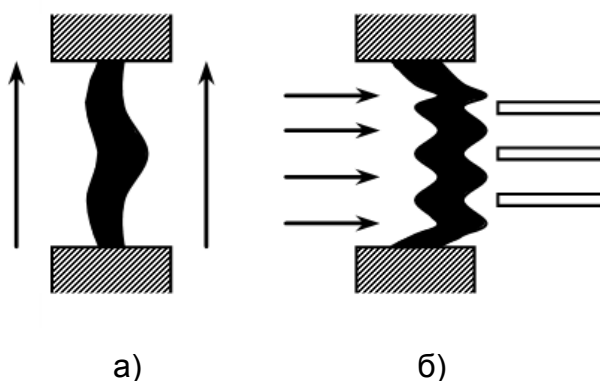


Рисунок 2.4 – Гашение дуги дутьём: а) – продольное дутьё;  
б) – поперечное дутьё

Газовое или масляное дутье создается за счет теплового действия гасимой дуги (рис.2.4). В зоне образования дуги возникает высокое давление газов, которые устремляются в зону с меньшим давлением через специальные выхлопные отверстия, каналы. Дутье вдоль или поперек дуги способствует проникновению газовых частиц в ее ствол, интенсивной диффузии и охлаждению дуги.

### **Гашение дуги в элегазе**

Элегаз обладает важным качеством: ярко проявляет электроотрицательные свойства, т.е. обладают способностью захватывать свободные электроны и присоединять их к своим молекулам. Возникающие при этом отрицательные ионы обладают такой же скоростью, как и положительные, поэтому легко рекомбинируют с ними, образуя нейтральные молекулы. Интенсивная рекомбинация снижает проводимость межконтактного промежутка и повышает скорость увеличения электрической прочности.

### **Гашение дуги в однородном и радиальном магнитном поле**

Электрическая дуга – это проводник с током. На нее действует сила, определяемая по мнемоническому правилу «левой руки» (рисунок 2.5,а).

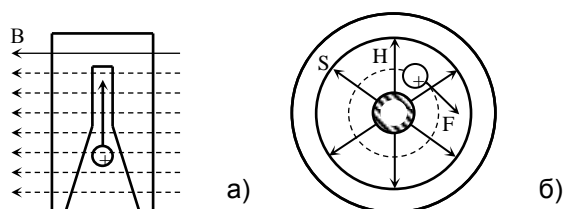


Рисунок 2.5 – Гашение дуги в магнитном поле: а) – в однородном; б) – в радиальном

Если создать магнитное поле, направленное перпендикулярно оси дуги, то дуга силой будет втянута внутрь щели дугогасительной камеры. При этом дуга растягивается, удлиняется, охлаждается о стенки камеры, что способствует ее активной деионизации.

Если дуга попадает в радиальное магнитное поле (рисунок 2.5,б), созданное специальными катушками или постоянными магнитами, то на нее

начинает действовать сила, придающая вращательное движение дуге. Это способствует ее быстрому охлаждению и деионизации.

### **Способы гашения дуги в аппаратах до 1000 В**

Удлинение дуги: чем длиннее дуга, тем большее напряжение необходимо для ее горения:  $U_{\text{восст}} < U_{\text{д}}$

### **Деление длинной дуги на ряд коротких дуг**

Напряжение на дуге складывается из катодного, анодного напряжения и напряжение ствола дуги (рисунок 2.1):  $U_{\text{д}} = U_{\text{к}} + U_{\text{а}} + U_{\text{ст}}$

Если дугу разделить на ряд дуг, то каждая маленькая дуга будет иметь свои катодное и анодное напряжения, сумма которых – величина постоянная, равная 150-250 В при переменном токе и 20-25 В при постоянном токе.

Дуга гаснет, если  $U_{\text{с}} < (U_{\text{к}} + U_{\text{а}}) \cdot n$ ,

где  $U_{\text{с}}$  – напряжение сети,  $n$  – число коротких дуг

### **Гашение дуги в узких щелях**

Благодаря прикосновению дуги с холодными поверхностями происходит ее интенсивное охлаждение и диффузия заряженных частиц в окружающую среду.

### **Вопросы для самопроверки:**

1. В чем заключается разница между горением электрической дуги и химическим горением?
2. Объяснить механизм термической ионизации.
3. Как распределяется падение напряжения вдоль дуги?
4. Чем характеризуются катодное и анодное падения напряжения и падение напряжения в столбе дуги?

## **5. Высоковольтные выключатели**

**Тема лекции.** Высоковольтные выключатели. Основные параметры и эксплуатационные характеристики выключателей. Условия выбора

выключателей. Баковые, маломасляные, воздушные, электромагнитные выключатели

### **5.1 Общие сведения**

Выключатели высокого напряжения предназначены для оперативной и аварийной коммутации в энергосистемах, для выполнения операций включения и отключения отдельных цепей при ручном или автоматическом управлении.

Требования, предъявляемые к выключателям, заключаются в следующем:

- 1) надежность в работе и безопасность для окружающих;
- 2) возможно малое время отключения;
- 3) по возможности малые габариты и масса;
- 4) простота монтажа;
- 5) бесшумность работы;
- 6) сравнительно невысокая стоимость.

Применяемые в настоящее время выключатели отвечают перечисленным требованиям в большей или меньшей степени. Однако конструкторы выключателей стремятся к более полному соответствию характеристик выключателей выдвинутым выше требованиям.

Требование надежности является одним из важнейших требований, поскольку от надежности выключателей зависит надежность работы энергосистемы, следовательно, и надежность электроснабжения потребителей. Срок службы выключателя составляет не менее 20 лет.

Требование быстродействия следует понимать как возможно малое время отключения цепи при КЗ. Время отключения исчисляется от момента подачи команды на отключение до погасания дуги во всех полюсах. Приблизительно до 1940 г. время отключения выключателей напряжением 110 кВ и выше составляло 8 – 10 периодов. Позднее это время было уменьшено до 6 и 4 периодов. В настоящее время большая часть выключателей 110 кВ и выше имеют время отключения 2 периода. За рубежом построены однопериодные выключатели (20 мс). Уменьшение времени отключения КЗ (например, от 4 до 2 периодов) весьма желательно по следующим соображениям:

а) увеличивается запас устойчивости параллельной работы станций системы, следовательно, увеличивается пропускная способность линий передачи;

б) уменьшаются повреждения изоляторов и проводов линий электрической дугой;

в) уменьшается опасность прикосновения к заземленным частям РУ;

г) уменьшаются механические напряжения в элементах оборудования, вызванные электродинамическими силами.

Стоимость однопериодных выключателей значительно выше стоимости двухпериодных, однако дополнительные капиталовложения компенсируются увеличением передаваемой мощности по линии.

## **5.2 Основные параметры выключателей**

Во включенном положении выключатели должны пропускать токи нагрузки. Характер режима работы выключателей несколько необычен: нормальным для них считается как включенное положение, когда по ним проходит ток нагрузки, так и отключенное, при котором они обеспечивают необходимую электрическую изоляцию между разомкнутыми участками цепи. Выключатели должны надежно выполнять свои функции, находясь в любом из указанных положений, и одновременно быть всегда готовыми к мгновенному выполнению любых коммутационных операций, часто после длительного пребывания в неподвижном состоянии. Наиболее тяжелым режимом для выключателей является режим отключения тока КЗ. Общие требования к конструкции и характеристикам выключателей устанавливаются стандартами: ГОСТ 687-78Е «Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия» ; ГОСТ 12450-82 «Выключатели переменного тока на номинальные напряжения 6 – 220 кВ для частных коммутационных напряжений. Общие технические условия». В соответствии с ГОСТ 687-78Е выключатели характеризуются следующими параметрами:

1. Номинальное рабочее напряжение ( $U_{ном.а}$ ) - наибольшее линейное напряжение установки, для работы в которой он предназначен.

2. Номинальный рабочий ток ( $I_{ном.а}$ ) - наибольший длительный ток, при котором выключатель может работать неограниченное время.

При номинальном токе и номинальном напряжении температура подвижных и неподвижных контактов не должна превышать 75°C при  $t_{окр.ср.}=35^{\circ}\text{C}$ .

3. Отключающая способность - способность выключателя отключать наибольший ток КЗ, который выключатель способен отключить при наибольшем рабочем напряжении в заданном в цикле операций без повреждений. Отключающую способность выключателя характеризует его номинальный ток отключения ( $I_{откл.ном}$ ), или наибольший симметричный ток, гарантированный заводом - изготовителем.

4. Термическая стойкость выключателя - способность выключателя выдерживать во включенном положении термическое действие тока  $I_{тер}$  в течение определенного времени  $t_{тер}$ , гарантированного заводом- изготовителем без каких-либо повреждений, препятствующих его дальнейшей работе.

5. Электродинамическая стойкость - способность выключателя противостоять во включенном положении кратковременному, в течение нескольких периодов, механическому воздействию тока КЗ без повреждений, препятствующих его дальнейшей работе (в каталогах задается мгновенное  $i_{дин}$  и действующее  $I_{дин}$  значение тока КЗ).

6. Собственное время отключения выключателя ( $t_{с.о}$ ) - интервал времени от момента подачи сигнала на отключение до момента прекращения соприкосновения дугогасительных контактов.

7. Полное время отключения выключателя ( $t_{в.о}$ ) - интервал времени от момента подачи сигнала на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах.

8. Допустимое относительное содержание апериодической составляющей тока в токе отключения ( $\beta_n, \%$ ), которое определяется по кривой (рисунок 2.6):

Нормированное значение  $\beta_n, \%$  определяется для момента расхождения контактов  $\tau$ :

$$\beta_n, \% = (i_{a,ном} / 1,4 I_{откл.ном}) \cdot 100,$$

$$\text{где } \tau = t_{защ.} + t_{со} = 0,01 + t_{со}$$

$$t_{защ} = 0,01\text{с} - \text{время срабатывания защиты выключателя}$$

Если  $\tau > 0,09$  с, то принимают  $\beta_H, \% = 0$ .

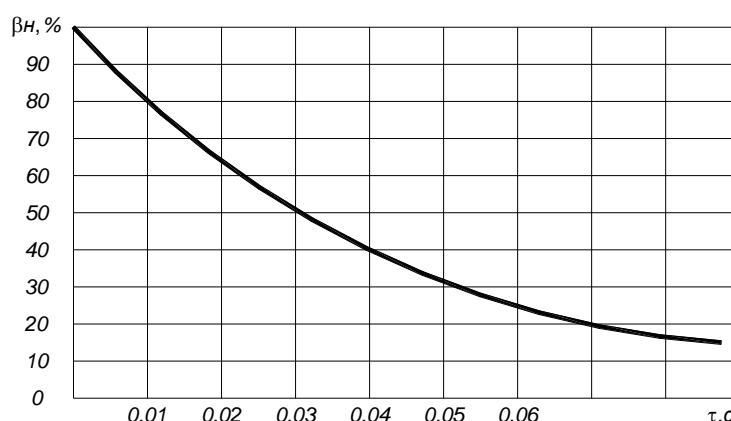


Рисунок 2.6. Нормированное содержание апериодической составляющей

9. Цикл операций - выполняемая выключателем последовательность коммутационных операций с заданными интервалами между ними.

Например, О -180с – ВО –180 с- ВО – для выключателей без АПВ и О –  $t_{от}$  – ВО - 20с – ВО для выключателей напряжением 220 кВ и менее с АПВ,

где  $t_{от}$  – гарантируемая для выключателей минимальная бестоковая пауза при АПВ ( $t_{от} = 0,3 - 1,2$ с)

В ГОСТ 687-78Е приведены также другие требования к конструкции выключателей и методы их испытаний.

Основными конструктивными частями выключателей являются, контактная система с дугогасительным устройством, токоведущие части, корпус, изоляционная конструкция и приводной механизм.

По конструктивным особенностям и способу гашения дуги различают следующие типы выключателей: *масляные баковые* (масляные многообъемные), *маломасляные* (масляные малообъемные), воздушные, элегазовые, электромагнитные, автогазовые, вакуумные выключатели. К особой группе относятся *выключатели нагрузки*, рассчитанные на отключение токов нормального режима.

По роду установки различают выключатели для внутренней, наружной установки и для комплектных распределительных устройств.

*Условия выбора и проверки выключателя*

Выключатели выбираются:

а) по номинальному напряжению  $U_{\text{ном.а}} > U_{\text{ном.у}}$

б) по номинальному току  $I_{\text{ном.а}} > I_{\text{ном.у}}$

в) по роду установки;

г) по типу выключателя

Проверяются:

– на термическую стойкость:  $B_K \leq I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}$ ,

где  $B_K$  - тепловой импульс тока КЗ, характеризующий количество тепла, выделившегося на контактах при протекании по ним тока КЗ.

– на электродинамическую стойкость:  $i_{\text{дин}} > I_y; \quad I_{\text{дин}} > I_{\text{по}}$

– по отключающей способности:  $I_{\text{НОМ.ОТК}} \geq I_{\text{по}}$

– по полному току КЗ:  $(\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.ОТК}} \cdot (1 + \frac{\beta_{\text{НОМ}}}{100})$ ,

где  $\beta_{\text{НОМ}}\%$  – относительное содержание апериодической составляющей тока КЗ.

### **5.3 Масляные многообъемные выключатели**

#### **Масляный выключатель ВМБ-10**

Масляные выключатели появились в конце XIX века и приблизительно до 1930 г. являлись единственным видом отключающего аппарата в сетях высокого напряжения. Различают масляные выключатели двух видов - баковые и маломасляные. Методы деионизации дугового промежутка в этих выключателях одинаковы. Различие заключается лишь в изоляции контактной системы от заземленного основания и в количестве масла.

Долгое время с простым разрывом контактов в масле выпускался выключатель типа ВМБ -10 (выключатель масляный баковый).

Выключатель ВМБ-10 (рисунок 2.7) применяется на напряжение 10 кВ и мощность отключения 100 МВА. Он предназначен для установки в закрытых распределительных устройствах подстанций и промышленных установок и может обслуживать фидеры небольшой мощности.

При больших отключаемых мощностях короткого замыкания гашение дуги возможно только в случае применения специальных устройств -



дугогасительных камер, обеспечивающих принудительную деионизацию и восстановление электрической прочности дугового промежутка. Масло в выключателе используется в качестве газогенерирующего вещества, а также для изоляции контактной системы от заземленного бака.

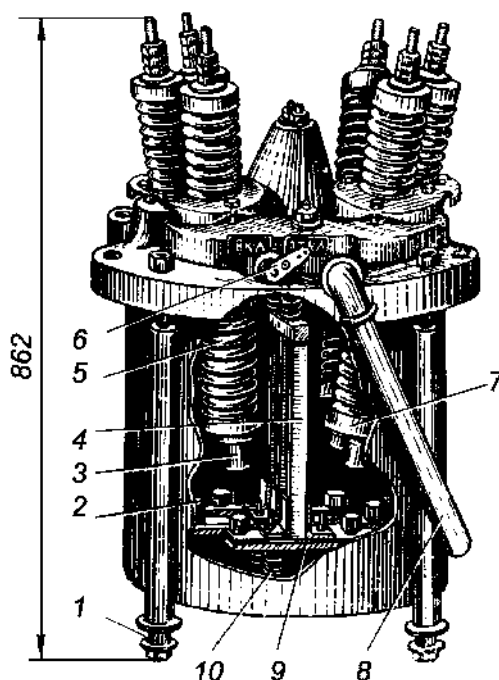


Рисунок 2.7 – Масляный выключатель ВМБ-10 на напряжение 10 кВ и ток 400 А: 1 – предохранительная тонкостенная трубка; 2 – подвижный контакт; 3 – неподвижный контакт; 4 – изоляционная штанга; 5 – отключающая пружина; 6 – указатель положения выключателя; 7 – проходной изолятор; 8 – газоотводная трубка; 9 – контактная траверса; 10 – контактные пружины

### **Масляный выключатель МКП-35**

Выключатели серии МКП являются трехбаковыми с общим приводом при напряжениях 35-110 кВ и пофазным управлением тремя приводами при 220 кВ.

Выключатель МКП-35 на напряжение 35 кВ (рисунок 2.8) имеет на каждом проходном изоляторе гасительную камеру с одним разрывом контактов и поперечным масляным дутьем.

Камеры собираются из ряда изоляционных пластин, имеющих профильные вырезы. В собранном виде пластины стягиваются текстолитовыми

шпильками и образуют камеру с вертикальным каналом для прохода подвижного контакта и с двумя горизонтальными каналами поперечного дутья.

При размыкании контактов подвижный контакт по мере движения вниз поочередно открывает поперечные каналы. В них под большим давлением устремляются газы и масло из верхней части камеры поперек ствола дуги. При этом дуга зигзагообразно растягивается в поперечных каналах, интенсивно деионизируется и гаснет.

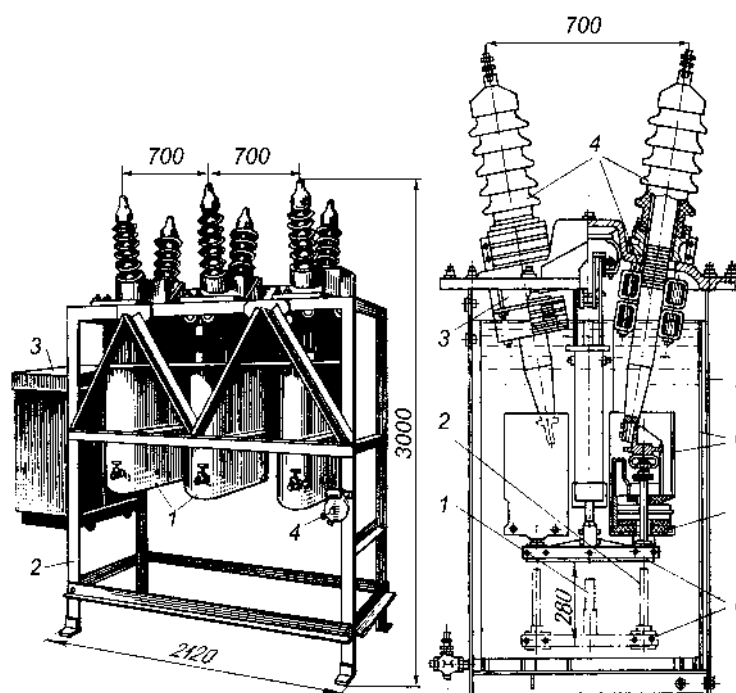


Рисунок 2.8 – Многообъёмный баковый выключатель МКП-35 на 35 кВ: а) – общий вид: 1 – стальные баки; 2 – стальная рама; 3 – привод; 4 – лебёдка для опускания баков; б) – разрез полюса выключателя МКП-35: 1 – штанга; 2 – подвижной контакт; 3 – встроенные трансформаторы тока; 4 – ввод; 5 – бак; 6 – экран бака; 7 – дугогасительная камера; 8 – траверса

### **Масляный выключатель МКП-110**

В баковых выключателях серии МКП на напряжение 110 кВ и выше применяют гасительные камеры поперечного масляного дутья с многократным разрывом дуги (рисунок 2.9).

В выключателе МКП-110М на напряжение 110 кВ установлены гасительные камеры с четырьмя последовательными разрывами на ввод и с шунтирующим активным сопротивлением 750 Ом. Камера представляет собой гетинаксовый цилиндр, внутри которого размещены неподвижные и подвижные дугогасительные контакты. Для обеспечения дугостойкости на контакты приварены пластинки из вольфрамо-серебряной керамики.

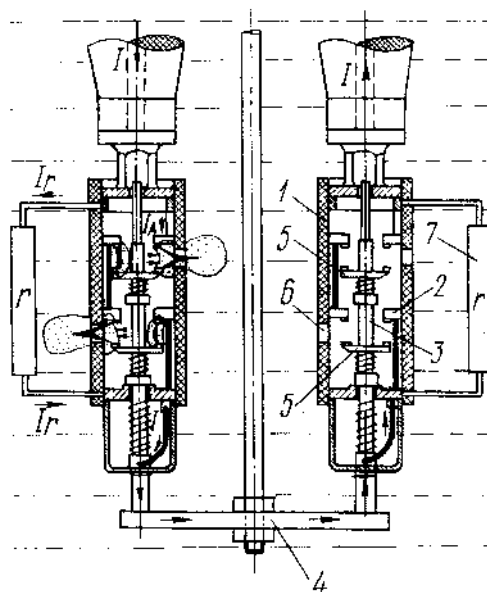


Рисунок 2.9 – Схематический разрез камеры с многократным разрывом и поперечным масляным дутьём: 1 – гетинаксовый цилиндр; 2 – неподвижные контакты; 3 – изолирующая штанга; 4 – траверса; 5 – подвижные контакты; 6 – выхлопные отверстия; 7 – шунтирующее сопротивление

По оси цилиндра проходит изолирующая штанга, на которой смонтированы подвижные контакты в виде двух контактных мостиков, эластично закрепленных с помощью пружин. На внутренней боковой поверхности цилиндра установлены неподвижные контакты, располагаемые диаметрально один против другого.

При помощи внешних контактов траверсы штанга с контактными мостиками при включении поднимается кверху и замыкает контакты; при отключении контакты размыкаются под действием спиральной пружины, отжимающей штангу к низу камеры.

При отключении выключателя на каждом контактном мостике образуются две дуги, одна из которых будет генерирующей, а вторая - гасимой.

Против контактов гасимой дуги в боковой стенке цилиндра сделаны выхлопные отверстия.

Под действием возникших дуг давление в камере повышается, и через выхлопные отверстия устремляется поток масла, который обдувает и гасит дугу, расположенную против отверстия.

При отключении сначала размыкаются контакты гасительной камеры, и отключаемый ток обрывается внутри дугогасительной камеры. После того как дуга в камере погасла, выключатель размыкает сопровождающий ток, протекающий через шунтирующее сопротивление

Сопровождающий ток шунтирующих сопротивлений отключают внешние контакты траверсы непосредственно в баке.

### **Масляный выключатель У-220-40**

Выключатель У-220-40 (рисунок 2.10) предназначен для наружной установки. Каждому полюсу соответствует особый бак 1 цилиндрической формы с расширяющейся верхней частью, приспособленной для установки проходных изоляторов 2 и трансформаторов тока 3. Внутренняя поверхность бака выложена изоляционным материалом 4.

К нижним фланцам изоляторов прикреплены дугогасительные камеры 5 с шунтирующими резисторами 6. Подвижные контакты укреплены на траверсе 7, приводимой в движение приводом с помощью изоляционной штанги 8 и системы рычагов 9. В положении «Включено» траверса 7 находится в верхнем положении, контакты замкнуты, механизм выключателя заперт. В процессе отключения подвижная система освобождается и под действием отключающих пружин перемещается вниз. Контакты размыкаются, и дуга гасится. В положении «Отключено» контактная траверса находится внизу, несколько выше днища бака. Здесь расположено устройство 10 для подогрева масла в зимнее время.

Баки залиты маслом. Под крышками остается некоторый объем воздуха («Воздушная подушка»), который при сильном газообразовании вытесняется вместе с газами наружу через газоотводную трубу. Слой масла над гасительными камерами должен быть достаточным, чтобы обеспечить надежное охлаждение газов, образующихся в процессе отключения, до

соприкосновения их с воздухом под крышкой во избежание воспламенения. Дугогасительное устройство выключателя показано на рисунке 2.10,б. В цилиндре 1 из изоляционного материала укреплены две камеры поперечного масляного дутья (2 и 3), соединенные последовательно. Неподвижные и подвижные контакты этих камер обозначены соответственно 4, 5 и 6, 7. При включении выключателя подвижная траверса с двумя цилиндрическими контактами поднимается и входит в соприкосновение с корпусом.

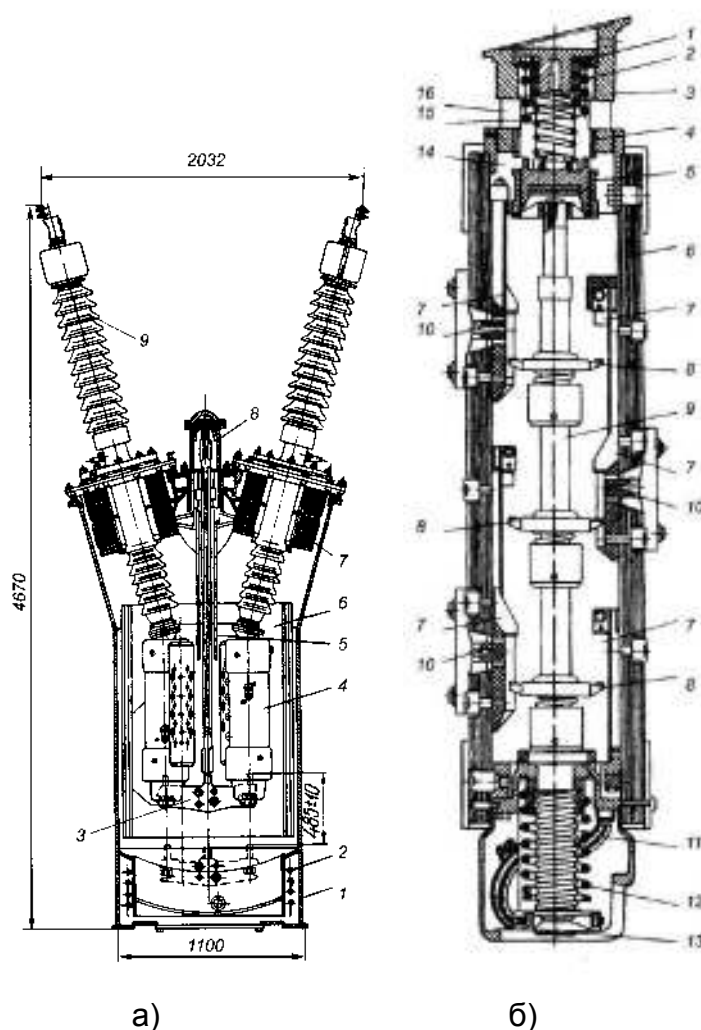


Рисунок 2.10 – выключатель У-220: а) полюс трёхбакового масляного выключателя У-220-40: 1 – бак; 2 – трубчатые нагреватели; 3 – траверса; 4 – дугогасительное устройство с шунтом; 5 – направляющее устройство; 6 – изоляция бака; 7 – трансформаторы тока; 8 – механизм выключателя; 9 – маслонаполненный ввод; б) дугогасительное устройство выключателя У-220-40

При дальнейшем ее движении поднимаются подвижные контакты 5 и 7 и соединяются с неподвижными контактами 4 и 6. Механизм выключателя запирается. При отключении выключателя подвижная траверса вместе с контактами 5 и 7 опускается, и в разрывах образуются дуги, которые гасятся в соответствующих камерах.

Ходу подвижных контактов вниз способствует пружина 8. Шунтирующие резисторы обеспечивают равномерное распределение напряжения между гасительными устройствами

Газы, выбрасываемые из гасительных устройств при отключении тока КЗ, сообщают слою масла, находящемуся над ними, большую кинетическую энергию. Масло ударяется в крышку бака. Скорость масла в момент удара достигает 10-20 м/с, а сила, направленная вверх, достигает 150 кН. При последующем падении масла возникает сила, направленная вниз, которая составляет порядка 300 кН. Она воспринимается фундаментом

Масса выключателя (три полюса) без масла составляет 28 т, а масса масла - 27 т. Выключатель подлежит установке на бетонном основании высотой 0,5 - 0,8 м над уровнем земли. Незащищенные токоведущие части находятся на недоступной высоте и не представляют опасности для людей, обслуживающих установку. Три полюса управляются общим электромагнитным или пневматическим приводом.

При ремонте выключателя необходимо слить масло. С этой целью предусматривают соответствующие трубопроводы и емкости. Для доступа к контактной системе в стенках баков предусмотрены лазы достаточного размера, плотно закрывающиеся крышками на болтах.

Баковые масляные выключатели просты в изготовлении. Стоимость их относительно невысока. Наличие встроенных трансформаторов тока является их достоинством. В связи с усовершенствованием конструкций дугогасительных устройств опасность взрыва и пожара фактически исключена. Однако большой объем масла затрудняет доступ к контактной системе и увеличивает время, необходимое для ремонта. Фундаменты для таких выключателей должны быть рассчитаны на значительные динамические нагрузки. Время отключения выключателя составляет 4 периода.

## 5.4 Маломасляные выключатели

Маломасляные выключатели (горшковые) получили широкое распространение в закрытых и открытых распределительных устройствах всех напряжений. Масло в этих выключателях в основном служит дугогасящей средой и только частично изоляцией между разомкнутыми контактами. Изоляция токоведущих частей друг от друга и от заземленных конструкций осуществляется фарфором или другими твердыми изолирующими материалами. Контакты выключателей для внутренней установки находятся в стальном бачке (горшке), отсюда сохранилось название выключателей “горшковые”. Маломасляные выключатели напряжением 35 кВ и выше имеют фарфоровый корпус. Самое широкое применение имеют выключатели 6-10 кВ подвешного типа (рис.2.11 а, б).

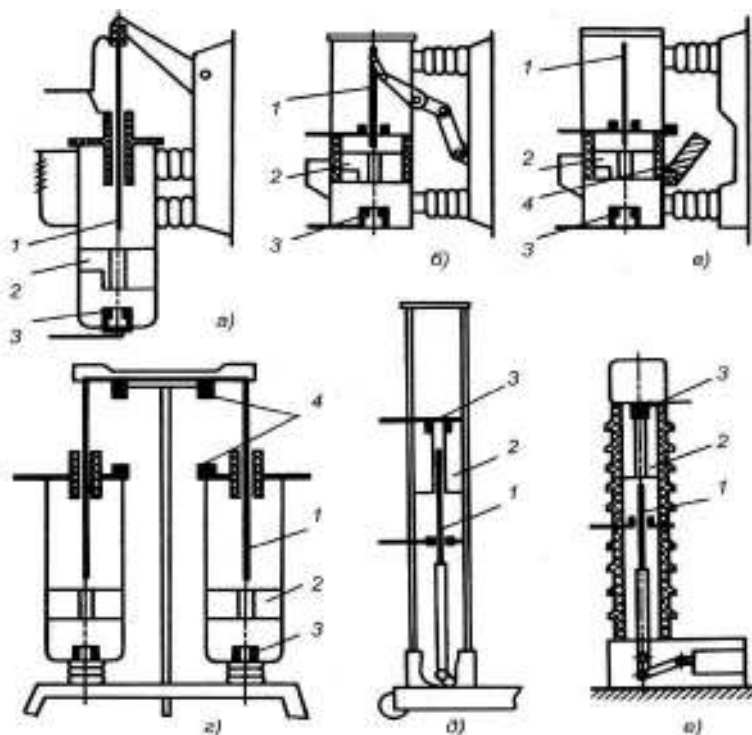


Рисунок 2.11 – а) – е) – Конструктивные схемы масляных выключателей:  
1 – подвижный контакт; 2 – дугогасительная камера; 3 – неподвижный контакт;  
4 – рабочие контакты

В этих выключателях корпус крепится на фарфоровых изоляторах к общей раме для всех трех полюсов. В каждом полюсе предусмотрен один разрыв контактов и дугогасительная камера.

По типу, показанному на рисунке 2.11, а, изготавливают выключатели ВМГ-10 (выключатель масляный горшковый), а ранее изготавливались выключатели ВМГ-133.

По конструктивной схеме, приведенной на (рисунке 2.11,б), изготавливаются выключатели серии ВМП (выключатель маломасляный подвесной). При больших номинальных токах обойтись одной парой контактов, которые играют роль рабочих и дугогасительных, трудно. Поэтому предусматривают рабочие контакты снаружи выключателя, а дугогасительные внутри металлического бачка (рисунок 2.11, в). При больших отключаемых токах на каждый полюс имеются два дугогасительных разрыва (рисунок 2.11,г). По такой схеме выполняются выключатели серий МГГ и МГ на напряжение до 20 кВ включительно. Массивные внешние рабочие контакты 4 позволяют рассчитать выключатель на большие номинальные токи (до 12000 А).

Специально для КРУ выдвижного исполнения разработаны и изготавливаются колонковые маломасляные выключатели серии ВК по схеме (рисунок 2.11. д).

Для установок 35 кВ и выше используется корпус колонковых выключателей фарфоровый, заполненный маслом (рисунок 2.11,е). В выключателях 35, 110 кВ предусмотрен один разрыв на фазу, при больших напряжениях - два и более разрывов.

### **Маломасляный выключатель ВМПЭ-10 до 1600А**

Маломасляный выключатель серии ВМПЭ-10 на номинальный ток до 1600А со встроенным электромагнитным приводом имеет следующие технические данные:

Номинальное напряжение, кВ.....	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ .....	12
Номинальный ток выключателей, А,.....	630,1000,1600
Номинальный ток отключения, кА. ....	20; 31,5
Предельный сквозной ток, кА:	
начальное действующее значение периодической составляющей ....	20;
	31,5



амплитудное значение.....	52; 80
Предельный ток термической стойкости для промежутка времени 3 с, кА .	20; 31,5
Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с.....	0,4
Собственное время отключения выключателя с приводом, с, не более. ....	0,09
Полное время отключения выключателя с приводом, с, не более .....	0,11
Номинальное напряжение постоянного тока, В. электромагнита включения ...	110 или 220
электромагнита отключения .....	110 или 220
Потребляемый ток обмоток отключающего электромагнита. А: при 110 В, не более .....	5
при 220 В, не более .....	2,5
Масса выключателя без масла, кг .....	200 ± 10
Масса масла, кг.....	5,5 ± 0,5
При работе выключателей в сетях переменного тока частотой 60 Гц номинальный ток отключения уменьшается на 20%.	

Выключатели рассчитаны на эксплуатацию при температуре окружающего воздуха в условиях умеренного климата от - 25 до +50°С (среднесуточная расчетная температура не выше 45 °С, при наличии подогрева в КРУ допускается эксплуатация выключателей при температуре окружающего воздуха до минус 40 °С, а эпизодически - до минус 45 °С); в условиях тропического климата от -10 до +55 °С.

Относительная влажность окружающего воздуха не более 80% в условиях умеренного климата и не более 98% в условиях тропического климата. Окружающая среда невзрыво- и непожароопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию, не насыщенная токопроводящей пылью и водяными парами.

Выключатель имеет только вертикальное рабочее положение и отклонение от него допускается не более 5° в любую сторону.

Управляется выключатель электромагнитным приводом постоянного тока, встроенным в раму выключателя.

Оперативное включение выключателя происходит за счет энергии включающего электромагнита, а отключение - за счет энергии отключающих пружин и пружинного буфера, которые срабатывают при воздействии отключающего электромагнита или кнопки ручного отключения на защелку привода, удерживающую выключатель во включенном положении.

Наибольшее допустимое для выключателей без осмотра число суммарных операций отключения и включения в режиме КЗ при токах отключения в диапазоне 30-60% номинального тока отключения составляет от 7 до 17 операций.

Выключатель смонтирован на сварной раме (рисунок 2.12), которая своим основанием устанавливается на выдвижном элементе и крепится к нему болтами через имеющиеся четыре отверстия диаметром 18,5 мм.

К раме подвешены три полюса, каждый на двух изоляторах. Изоляторы имеют эластичное внутреннее механическое крепление арматуры. В раму выключателя встроен электромагнитный привод. Движение передается от привода через главный вал выключателя к механизмам перемещения подвижных контактов полюсов посредством изоляционной тяги. Между полюсами установлены изоляционные перегородки для увеличения изоляционного промежутка между фазами. К низу рамы прикреплен контактор постоянного тока, предназначенный для замыкания и размыкания электрической силовой цепи электромагнита включения привода выключателя. На раме выключателя внизу установлен болт для выполнения заземления.

Рама выключателя с фасада закрыта металлической крышкой, в которой имеются окна: для наблюдения за уровнем масла в полюсах и указателем положения; для кнопки ручного отключения выключателя; для управления механизмом вкатывания и указателя его положения.

Вал механизма перемещения подвижного контакта выключателя установлен в каждом полюсе на подшипниках скольжения и имеет уплотнения для предотвращения выброса газомасляной смеси при отключениях.

Для надежности контакта подвижных стержней с верхней головкой и для повышения из токосъемной способности верхние концы стержней и отверстия в головке имеют конический профиль. Для направления подвижного стержня нижние его концы связаны планкой, в которую установлена втулка. Для

смягчения ударов при отключениях на каждом стержне имеются буфера. Между направляющими и подвижными стержнями установлены токоотводы (роликовые токосъемные устройства), которые служат для передачи тока с подвижного стержня на направляющие. Токоотводы в зависимости от номинального тока и номинального тока отключения имеют разное количество: четыре токоотвода на 20 кА и шесть на 31,5 кА на выключатель с номинальным током 630А; шесть на 1000А и восемь на 1600А; на выключателях в тропическом исполнении: шесть токоотводов на 630А и восемь на 1250А.

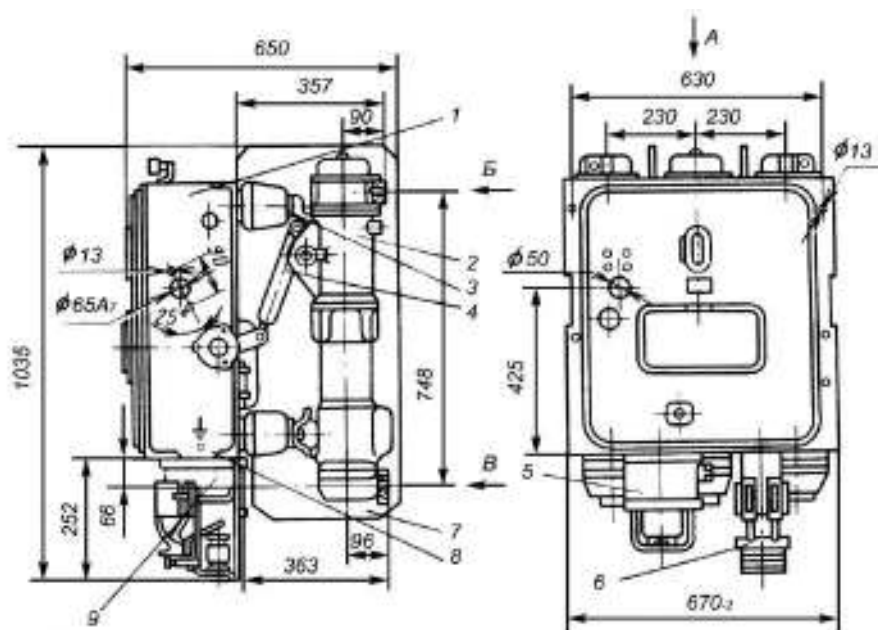


Рисунок 2.12 – Выключатель масляный ВМПЭ – 10 до 1600 А: 1 – рама; 2 – полюс; 3 – изолятор; 4 – тяга изляционная; 5 – привод электромагнитный; 6 – контактор; 7 – перегородка межполюсная; 8 – болт заземления; 9 – крышка

Дугогасительная камера (рисунок 2.14,б) имеет два исполнения: поперечного масляного дутья для выключателей с номинальным током отключения 20 кА или встречно-поперечного масляного дутья для выключателей на номинальный ток отключения 31,5 кА.

Камера верхней частью упирается в пружину. Встроенная в верхнюю часть камеры встречно-поперечного масляного дутья изоляционная конусная втулка предотвращает чрезмерный разгон стержня подвижного контакта под действием высокого давления, возникающего при отключении токов КЗ. Для повышения стойкости к действию электрической дуги и увеличения срока

службы контакт подвижного стержня имеет облицовку из дугостойкой металлокерамики.

Для снижения давления в дугогасительных камерах в конечном процессе отключения тока в крышке маломасляных выключателей имеются отверстия, через которые происходит частичный выброс газомасляной смеси, объем которой зависит от значения отключаемого тока. Там же установлен обратный клапан с отверстием, закрываемым пробкой для прохода штанги при измерении скоростей и хода. Для подсоединения токоведущих шин или установки подвижных разъемных контактов главной цепи КРУ на головке полюса имеется прилив с двумя резьбовыми отверстиями.

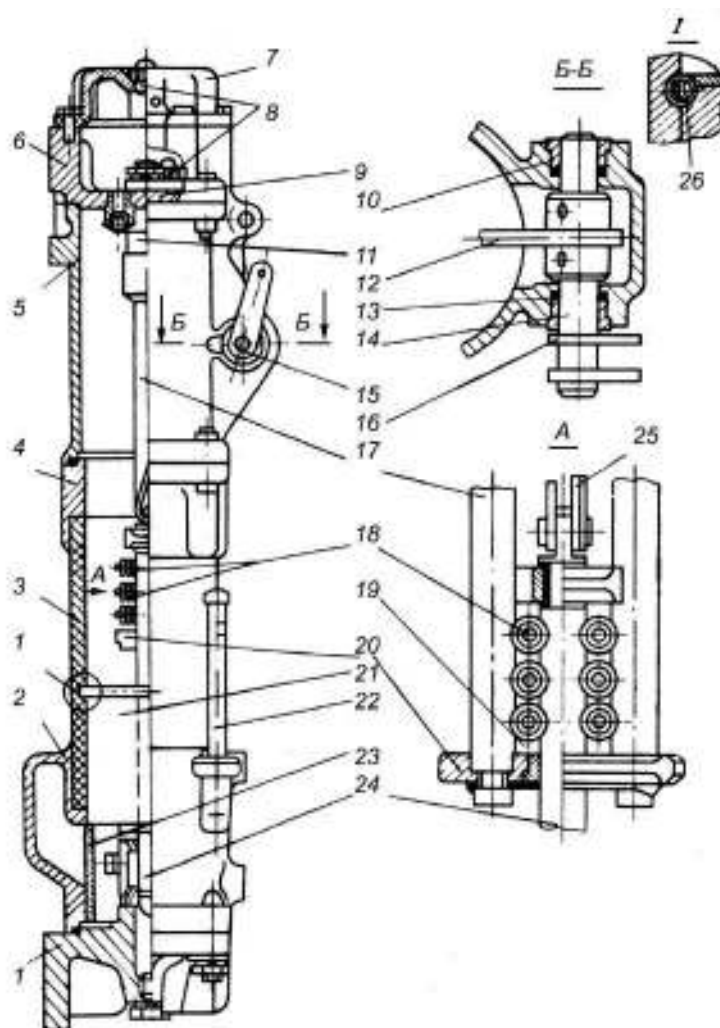


Рисунок 2.13 – Полюс выключателя ВМПЭ-10 до 1600 А: 1 – крышка нижняя; 2 – фланец нижний; 3 – цилиндр; 4 – фланец верхний; 5 – корпус; 6 – головка; 7 – крышка верхняя; 8 – пробка маслоспускowego устройства; 9 – клапан; 10 – подшипник; 11 – буфер; 12 – рычаг механизма отверстия; 13 –

уплотнение; 14 – вал механизма; 15 – механизм; 16 – рычаг механизма  
 наружный; 17 – стержень направляющий; 18 – токоотводы; 19 – втулка; 20 –  
 планка; 21 – камера дугогасительная; 22 – маслоуказатель; 23 – цилиндр  
 распорный; 24 – стержень подвижный; 25 – серьга; 26 – пружина

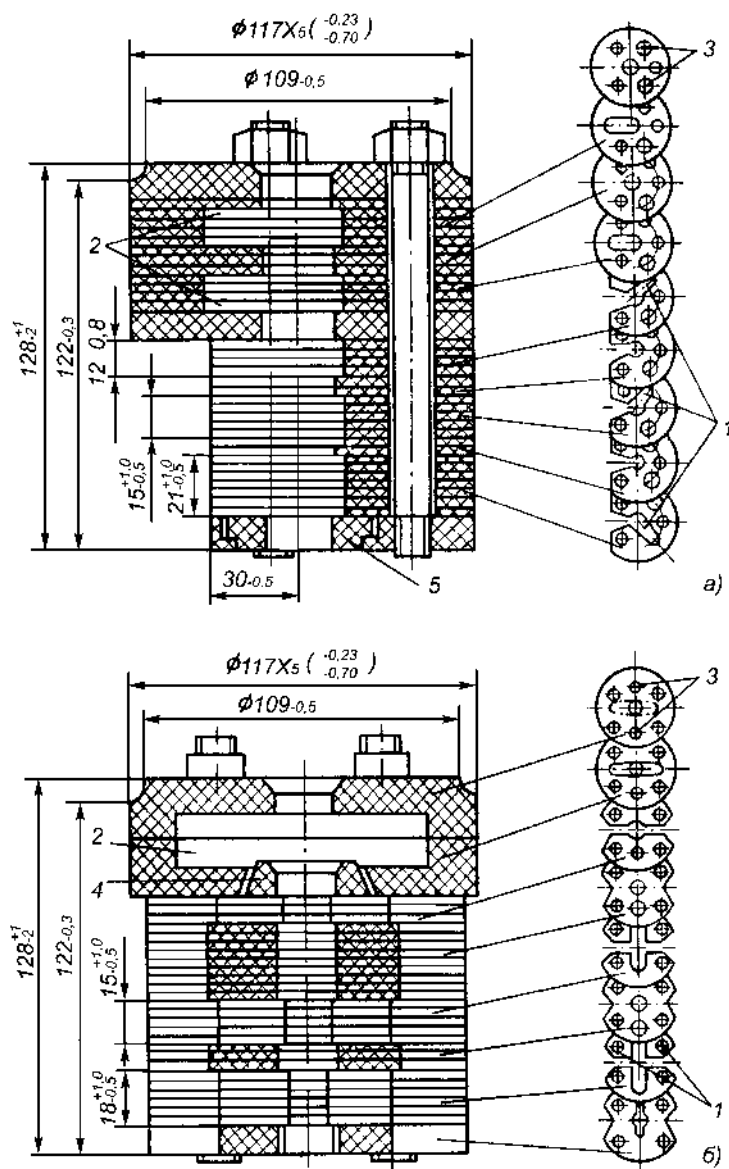


Рисунок 2.14 – Камера дугогасительная масляного дутья: а) –  
 поперечного; б) – встречно-поперечного; 1 – щели дутьевые; 2 – карман  
 масляный; 3 – каналы вертикальные; 4 – втулка конусная; 5 – кольцо

Нижний фланец изоляционного цилиндра полюса закрывается нижней крышкой, на которой расположен неподвижный розеточный контакт. Для присоединения токоведущих частей или подвижных разъемных контактов главной цепи КРУ на крышке имеется прилив с четырьмя резьбовыми отверстиями. Во включенном положении контактный стержень находится в розеточном контакте. При отключении привод освобождает отключающую пружину, находящуюся в раме выключателя, и под действием ее силы вал выключателя поворачивается, движение передается изоляционной тяге, а от нее приводному механизму и контактному стержню, который движется вверх.

При размыкании контактов возникает дуга, испаряющая и разлагающая масло. В первые моменты контактный стержень закрывает поперечные каналы дугогасительной камеры, поэтому давление резко возрастает, часть масла заполняет буферный объем, сжимая в нем воздух. Как только стержень открывает первый поперечный канал, создается поперечное дутье газами и парами масла. При переходе тока через нуль давление в газопаровом пузыре снижается и сжатый

воздух буферного объема, действуя подобно поршню, нагнетает масло в область дуги.

При отключении больших токов образуется энергичное поперечное дутье, и дуга гаснет в нижней части камеры. При отключении малых токов дуга тянется за стержнем, и в верхней части камеры испаряется масло в карманах, создавая встречно-радиальное дутье, а затем при выходе стержня из камеры - продольное дутье. Время гашения дуги при отключении больших и малых токов не превосходит 0,015 - 0,025 с.

После гашения дуги пары и газы попадают в верхнюю часть корпуса, где пары масла конденсируются, а газ выходит наружу через отверстие в крышке. Когда камера заполнится маслом, выключатель готов для выполнения следующего цикла операций. Бестоковая пауза при АПВ для этих выключателей довольно большая (0,5 с).

Для наблюдения за уровнем масла в полюсе на нижнем фланце цилиндра установлен маслоуказатель, состоящий из стеклянной трубки с нанесенными двумя предельными рисками, верхний конец которой прикрыт резиновым колпачком. Для предотвращения выбросов масла при коммутациях

из полюсов через маслоуказатель в нижнем фланце цилиндра установлен обратный клапан, выполненный из штуцера и шарика.

Включение выключателя происходит при подаче питания на катушку электромагнита включения. Одновременно с включением выключателя его вал растягивает отключающие и буферную пружину, производя тем самым подготовку к последующей операции - отключению, которое происходит при воздействии электромагнита отключения или кнопки ручного отключения на отключающую собачку. Определение положения выключателя осуществляется при помощи указателя, установленного на валу привода, с надписями ВКЛ и ОТКЛ, которые видны через смотровое окно крышки.

### **Маломасляный выключатель ВК-10 до 1600А**

Маломасляный выключатель ВК-10 на номинальные токи до 1600А (рисунок 2.15) колонкового типа со встроенным пружинным приводом предназначен для работы в операциях О, В и в циклах: 0-0,5 с -ВО - 180 с - ВО; О - 180 с - ВО - 180 с - ВО; О - 0,5 с - ВО - 20 с -ВО.

Выключатели на 630 и 1000А с  $I_{откл.ном}$  20 кА выполнены с полюсами в цельном изоляционном цилиндре, а все выключатели на 1600А с  $I_{откл.ном}$  31,5 кА имеют в верхней части ребристые металлические корпуса, а снизу - полюса из изоляционного цилиндра. Выключатель имеет меньшие габариты в сравнении с выключателем ВМПП и ВМПЭ.

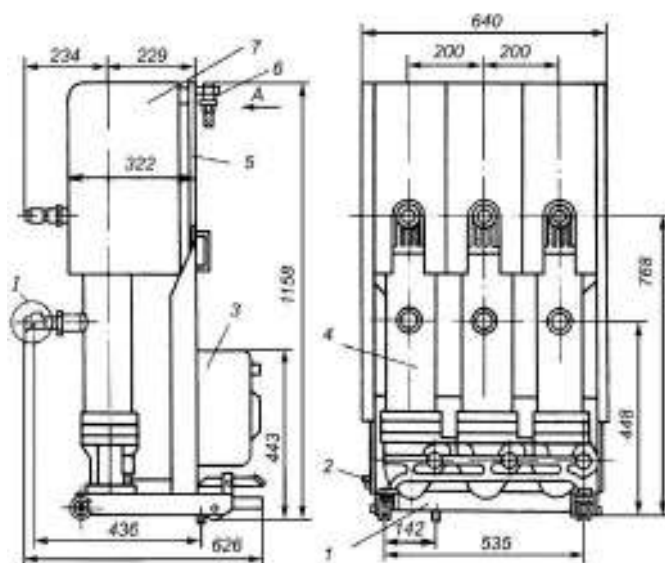


Рисунок 2.15 – Выключатель масляный ВК-10 (ВК-М-10) до 1600 А: 1 – основание; 2 – пластина; 3 – привод; 4 – полюс; 5 – перегородка фасадная; 6 – разъём штепсельный; 7 – кожух изоляционный

Выключатель ВК-10 состоит из сборного основания, трех полюсов, пружинного привода, фасадной перегородки, двух штепсельных разъемов по 20 цепей каждый, съемной пластины для подъема шторного механизма шкафа КРУ и изоляционного кожуха для выключателей с полюсами, имеющими металлические корпуса.

Рама основания имеет: боковые стойки, к которым крепится привод выключателя; педаль для управления фиксатором выдвижного элемента в рабочем или контрольном положении его в КРУ; контакт для заземления выдвижного элемента в корпусе шкафа КРУ и корпус механизма полюсов. Корпус выполнен литым на все три полюса, внутри на каждый полюс имеется механизм перемещения подвижного стержня (контакта) выключателя, состоящего из двух рычагов (наружного и внутреннего), жестко укрепленных на общем валу.

Вал в каждом полюсе установлен на подшипниках скольжения и имеет уплотнения с защитными шайбами. Наружные рычаги вала механизма трех полюсов связаны с общей тягой, соединены с отключающей пружиной и при помощи регулируемой тяги – с рычагом привода. На основании закреплен масляный буфер для смягчения ударов в процессе отключения выключателя.

Выключатель управляется дистанционно или вручную двигательным пружинным приводом косвенного действия. Операция включения выключателя осуществляется за счет энергии, предварительно запасенной включающими пружинами привода. Отключение выключателя осуществляется за счет энергии, запасенной отключающей пружиной выключателя при включении. Выключатель ВК-10 представляет собой конструкцию полностью собранного выдвижного элемента, применяемого в шкафах КРУ КМ-1.

Выключатели поставляются с устройствами блокировки, не позволяющими выкатить во включенном положении выключатель из зафиксированного положения или вкатить включенный выключатель из ремонтного положения в контрольное и из контрольного положения в рабочее. Также невозможно включить выключатель при нахождении выдвижного



элемента в промежуточном положении (между контрольным и рабочим). Эти блокировки выполняются с помощью устройства за счет воздействия педали основания на стержень устройства при вкатывании или при выкатывании выдвижного элемента.

При не полностью заведенных рабочих пружинах нельзя включить выключатель дистанционно. Рычагом ручного включения возможно включать и отключать выключатель при наладочных работах и измерении момента на валу механизма полюсов.

Включение выключателя происходит при подаче импульс на катушку электромагнита включения привода или при нажатии на кнопку включения рычага ручного включения. В окошке крышки привода появляется надпись «Вкл.». Одновременно при включении происходит растяжение отключающей пружины.

Отключение выключателя происходит при подаче импульса на катушку электромагнита отключения или нажатием на кнопку отключения, а также при срабатывании электромагнита отключения от источника независимого питания, которые воздействуют на рычаг отключения. В окошке привода появляется надпись «Откл.»

Полюс выключателя состоит из изоляционного цилиндра, на нижнем конце которого заармирован металлический фланец (рисунок 2.16).

Цилиндры прикреплены на корпусе механизма. Внутренний рычаг механизма корпуса изоляционной тягой шарнирно связан с подвижным стержнем. Для повышения термической стойкости к действию электрической дуги и увеличения срока службы верхний конец подвижного стержня снабжен контактом, облицованным дугостойкой металлокерамикой. В цилиндре полюса установлено токосъемное устройство, которое состоит из обоймы с двумя направляющими стержнями подвижный контакт главной цепи; Между направляющими и подвижным стержнями установлен токоотвод (роlikовое токосъемное устройство), который служит для передачи тока с подвижного на направляющие стержни и одновременно - для направления хода подвижных стержней. Токоотвод имеет от четырех до восьми пар роликов в зависимости от номинального тока и тока отключения выключателя. Над токоотводом установлены: распорный цилиндр, уплотнение с обоймой и дугогасительная

камера. Над камерой расположен розеточный контакт. Маслоуказатель служит для наблюдения за уровнем масла в полюсе и состоит из стекла маслоуказателя с двумя предельными рисками, поплавка со стержнем указателя, расположенного в трубе. Обойма токосъемного устройства и основание розеточного контакта выводными токоведущими стержнями прикреплены к цилиндру полюса. Для предотвращения течи масла из полюса на стержнях установлены уплотнения, поджимаемые цилиндру изоляционными втулками с гайками. Основание розеточного контакта при креплении винтом имеет уплотнение и металлическую шайбу. На

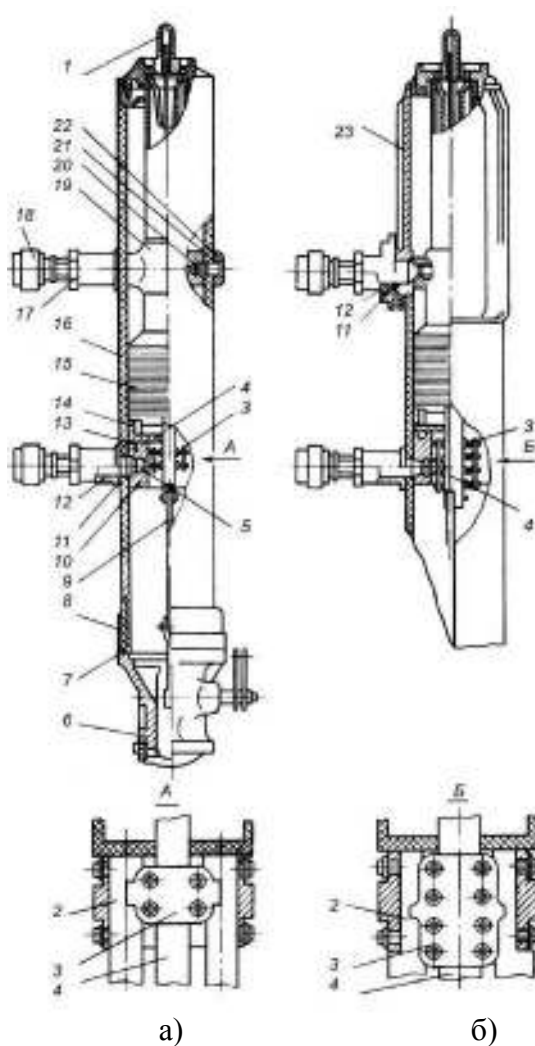


Рисунок 2.16 – Полюс выключателя ВК-10 (ВКЭ-М 10): а) на номинальный ток 630 и 1000 А ( $I_{\text{откл.ном}} = 20$  кА); б) – на номинальный ток 630 и 1000 А ( $I_{\text{откл.ном}} = 31,5$  кА); 1 – стекло маслоуказателя; 2 – стержень

направляющий; 3 – токоотвод; 4 – стержень подвижной; 5 – стержень токоведущий; 6 – корпус механизма; 7 – прокладка; 8 – фланец; 9 – тяга изоляционная; 10 – обойма; 11, 13, 21 – прокладки; 12 – втулка; 14 – цилиндр распорный; 15 – камера дугогасительная; 16 – цилиндр; 17 – гайка; 19 – контакт розеточный; 30 – винт; 22 – шайба; 23 – кожух металлический

токоведущих стержнях установлены подвижные разъемные контакты главной цепи розеточного типа.

Дугогасительная камера (рисунок 2.17) состоит из пакета изоляционных перегородок, стянутых тремя шпильками, с центральным отверстием для прохода подвижного стержня.

Верхняя перегородка камеры имеет кольцо, изготовленное из дугостойкого материала. В верхней части камеры изоляционные перегородки образуют три поперечные, расположенные одна под другой дутьевые щели для гашения больших токов, связанные сквозным вертикальным каналом с под камерным и над камерным пространством.

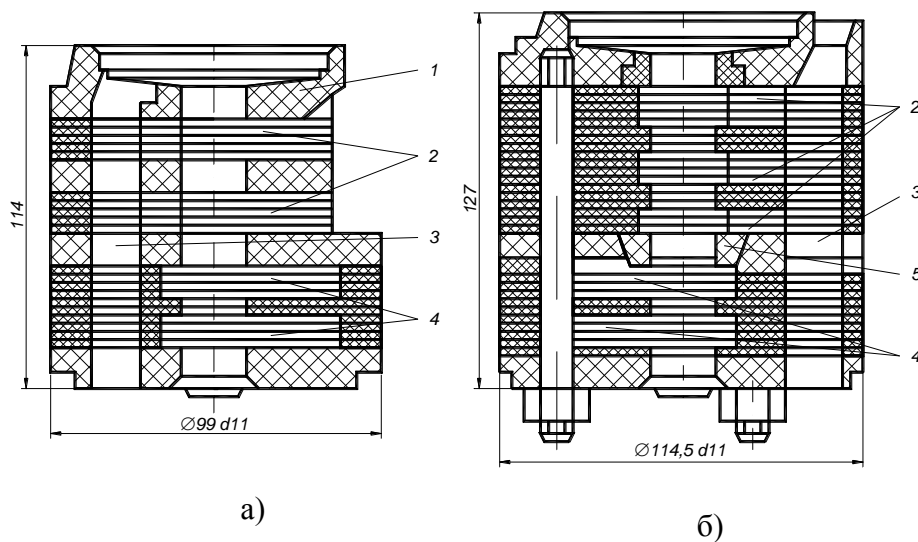


Рисунок 2.17 – Камера дугогасительная выключателя ВК (ВКЭ-М-10): а) – номинальный ток 630 и 100 А; б) – номинальный ток 1600, 2000 и 3150; 1 – кольцо; 2 – щели дутьевые; 3 – канал вертикальный; 4 – карманы; 5 – втулка конусная

В нижней части камеры имеются два глухих масляных кармана для гашения малых токов. Конусная втулка, установленная в средней части камеры, служит для предотвращения чрезмерного разгона подвижного стрежня под действие высокого давления, возникающего при отключении токов КЗ.

Розеточный контакт у выключателей на токи 630 и 1000А с номинальным током отключения 20 кА состоит из 9 ламелей, а у выключателей на токи 630 и 1000А с номинальный ток отключения 31,5 кА и у всех выключателей на ток 1600А - из 11 ламелей, собранных в обойме на основании контакта. Нижние торцы ламелей облицованы дугостойкой металлокерамикой.

С внешней стороны каждая ламель имеет гнездо, куда устанавливается плоская пружина, упирающаяся в цилиндр. Ламели нижними внутренними торцами поджимаются к толкателю, который предназначен для защиты серебряных контактных поверхностей ламелей от обгорания, а также демпфером при включении. В основании контакта установлен клапан с отверстием для входа масла, которое закрывается шариком для предотвращения выброса газомасляной смеси при отключении. Основание контакта соединено трубой с крышкой, в которой имеются отверстия для заливки масла, выходов газов и для установки стекла маслоуказателя.

### **Маломасляные выключатели МГ-20, МГ-35**

В распределительных устройствах широко распространены маломасляные выключатели типа МГ-10 и МГ-20 на номинальные напряжения 10 и 20 кВ.

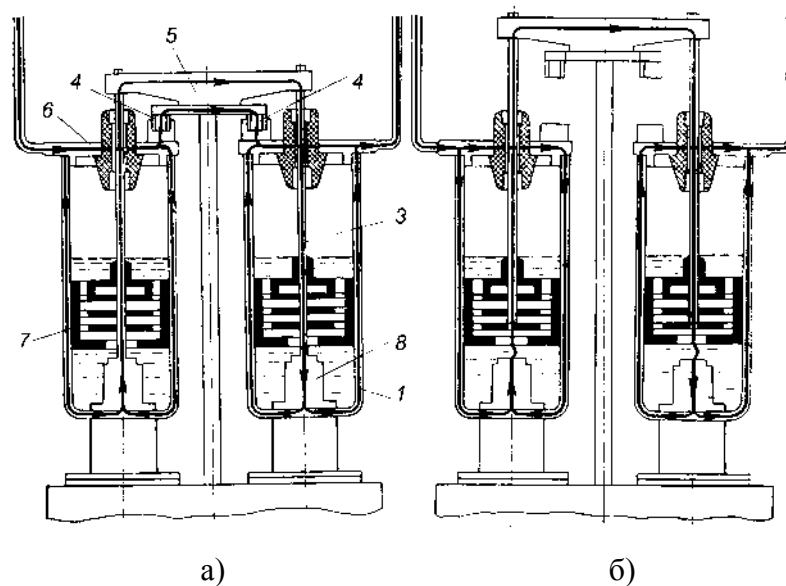


Рисунок 2.18 – Разрез и схема протекания тока в выключателях типа МГ:  
а) – выключенное положение, б) – момент отключения; 1 – бак; 2 – неподвижный дугогасительный контакт; 3 – подвижный дугогасительный контакт (стержень); 4 – рабочие контакты; 5 – траверса; 6 – контактный угольник для присоединения шин; 7 – дугогасительная камера

Серия МГ выпускается на номинальные токи 5000 и 6000А и мощности отключения 1800 и 3000 МВА, применяется главным образом в генераторных и трансформаторных ответвлениях и в отпайках собственных нужд электростанций.

На рисунок 2.18 показан схематический разрез выключателя по цепи одной фазы.

В выключателях этих серий применяют две пары контактов – *рабочие* (главные) и дугогасительные. Рабочие неподвижные контакты в виде клинообразного ножа располагаются снаружи на крышке цилиндров и замыкаются при помощи подвижных пальцевых контактов, ламели которых закрепляются на медной планке контактной траверсы. Рабочие контакты выполняются массивными, так как они должны обеспечивать длительное протекание больших номинальных токов и кратковременных токов короткого замыкания. Для уменьшения переходного сопротивления их контактные поверхности покрываются серебром.

Дугогасительные контакты розеточного типа размыкаются под маслом в гасительной камере. Подвижный контактный стержень представляет собой

медную трубу, снабженную на нижнем конце вольфрамо-медным наконечником; стержень закрепляется на траверсе, которая при отключении выключателя движется кверху. Контактный стержень проходит внутри цилиндра через проходной изолятор, встроенный в крышку цилиндра.

Во включенном положении ток протекает по двум параллельным цепям (рисунок 2.18,а):

а) через крышки цилиндров, рабочие контакты, контактную планку траверсы (жирная линия);

б) через корпус цилиндра, дугогасительный контакт и траверсу (тонкая линия).

Вследствие большого сопротивления цепи дугогасительного контакта по сравнению с цепью рабочего контакта через нее протекает очень малый рабочий ток. Однако при отключении выключателя через дугогасительные контакты будет протекать весь отключаемый ток.

Конструкцией выключателя предусмотрена определенная последовательность действия рабочих и дугогасительных контактов. Рабочие контакты размыкаются первыми при отключении и замыкаются последними при включении выключателя. В связи с этим отключение и включение токов цепи всегда производится только дугогасительными контактами, и возможность возникновения дуги на рабочих контактах исключается.

Общий вид выключателя типа МГ показан на рисунок 2.19. Все шесть цилиндров, образующих выключатель, устанавливаются при помощи опорных фарфоровых изоляторов на раме из профильной стали. Внутри рамы расположен рычажный приводной механизм, действующий от общего вала на штанги трех траверс выключателя.

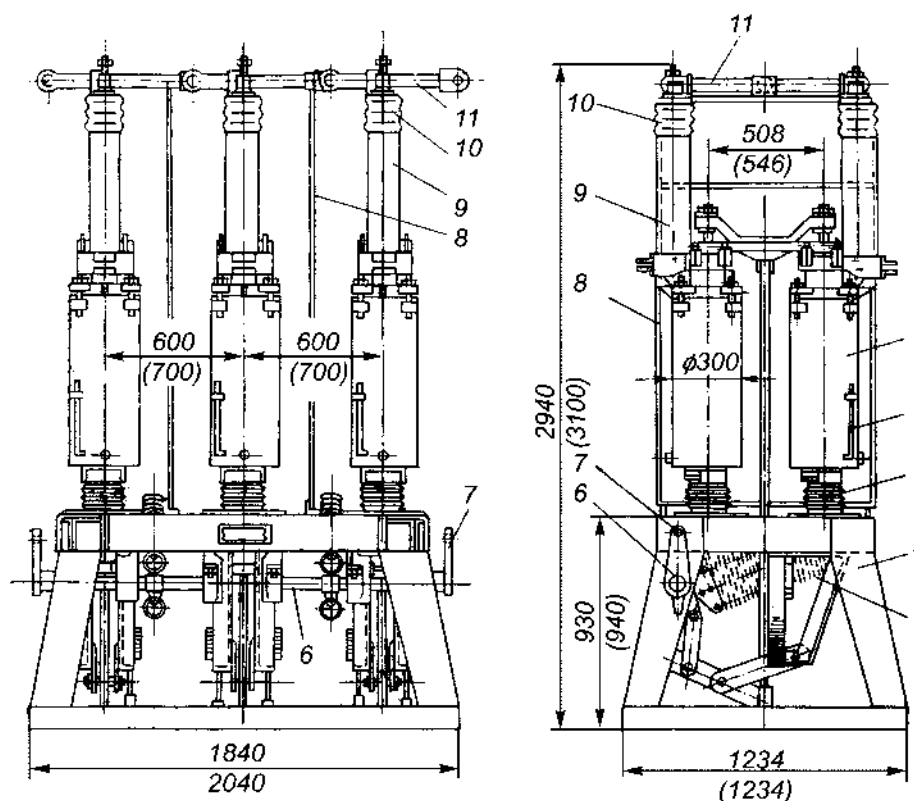


Рисунок 2.19 – Общий вид выключателя типа МГ-10 и МГ-20 (в скобках даны размеры выключателя МГ-20): 1 – бачок; 2 – маслоуказательная трубка; 3 – опорный изолятор; 4 – опорная стальная рама; 5 – отключающая пружина; 6 – приводной вал; 7 – приводной рычаг; 8 – съёмная изоляционная перегородка; 9 – маслоотделитель; 10 – изоляционная фарфоровая трубка; 11 – газоотводящая трубка

Два комплекта мощных спиральных отключающих пружин связаны с валом выключателя и заводятся при его включении. Включение производится электромагнитным или пневматическим приводом (ПС-31 или ПВ-30), действующим на вал приводного механизма.

Дугогасительное устройство выключателя МГ состоит из трех отсеков, выполненных из ряда изоляционных дисков с фасонными вырезами, скрепленных штифтами и шпильками.

На рисунок 2.20 показаны разрезы камеры по двум взаимно перпендикулярным плоскостям. Нижний отсек Н собран из дисков с двумя дутьевыми и выхлопными отверстиями в форме сопл (разрез А - А на рисунок 2.20,а). Верхний отсек В состоит из дисков с вырезами, образующими карманы

4, в которых содержится значительное количество масла. Этими же дисками создаются буферные объемы 2 и дутьевые каналы. Когда все диски и перегородки между ними собраны, то образуются два вертикальных выхлопных канала 5 и дутьевые каналы 6, видные в разрезе на рисунок 2.20,б.

При отключении под действием мощных пружин, усилие которых передается через изолирующую тягу траверсе, контактный стержень 7 выходит из розетки неподвижного контакта 1 и движется вверх. При размыкании образуется дуга сначала в нижнем отсеке, а затем в среднем. Давление газопаровой смеси вокруг дуги в среднем отсеке выше, так как сечение выхлопных каналов меньше, поэтому создается масляное дутье из среднего отсека в нижний по каналам 9 (рис.2.20,б). Одновременно газопаровая смесь нижнего отсека создает дутье в выхлопной канал 8 (рисунок 2.20, а). Таким образом, направление дутья встречное и поперек дуги. В месте горения дуги создается давление до 8 МПа, что способствует интенсивному дутью. Для уменьшения давления при отключении больших токов в верхнем отсеке имеются буферные объемы 2. При больших и средних значениях отключаемых токов гашение дуги осуществляется в нижнем и среднем отсеках. При малых токах гашение дуги происходит в масляных карманах верхнего отсека. Продолжительность горения дуги в таких выключателях 0,02-0,05 с. Камера встречно-поперечного дутья позволяет отключать токи КЗ до 105 кА. Продукты разложения и пары масла попадают из верхней части цилиндра в маслоотделитель, который представляет собой достаточно широкую бакелитовую трубку, заполненную фарфоровыми шариками; пары масла, попадая в маслоотделитель, конденсируются, и масло стекает в бачок, газы же отходят через газоотводную трубу в сборный коллектор и выбрасываются наружу.



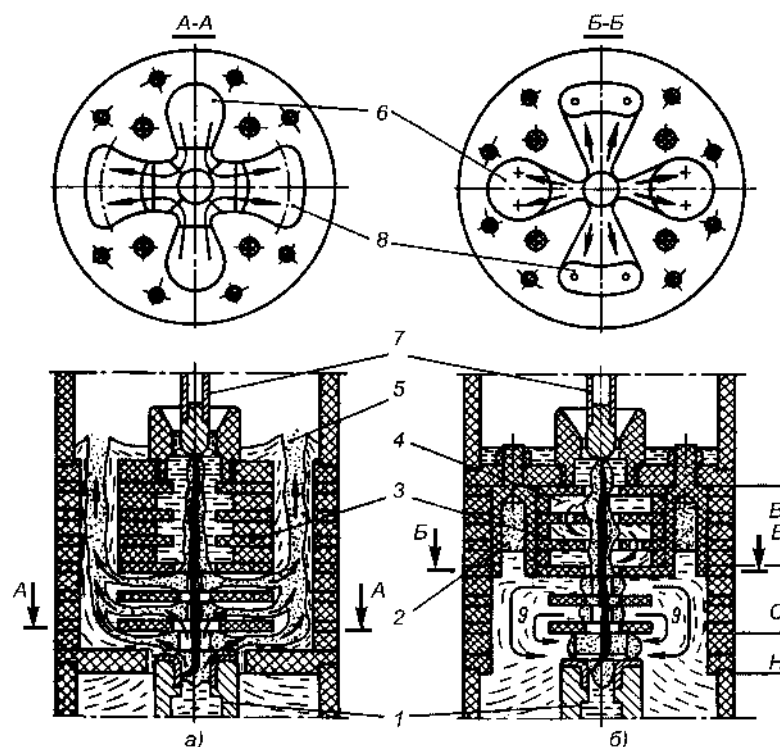


Рисунок 2.20 – Дугогасительная камера выключателей МГ-20, ВМГ-20

В малообъемных выключателях типа ВМГ и МГ при отключенном положении конец подвижного контакта должен находиться выше уровня масла, чем обеспечивается разрыв между контактами в воздухе. Время отключения выключателей этого типа с приводом довольно велико – 0,2 сек. Для открытых распределительных устройств отечественная промышленность выпускает малообъемные выключатели МГ-35 на напряжение 35 кВ. Их дугогасительное устройство и контактная система каждой фазы заключаются в ребристый фарфоровый кожух; кроме того, дугогасительное устройство погружается в трансформаторное масло. Выключатель МГ-35 выпускается на номинальный ток 600А и мощность отключения 500 МВА (рисунок 2.21).

Отдельные полюса выключателя смонтированы на общей стальной раме 1, которая поддерживается на четырех опорах 2 из профильной стали. Внутри рамы находится кривошипно-шатунный механизм, приводящий в движение подвижные контакты всех трех полюсов и, таким образом, объединяющий их в один трехфазный выключатель.

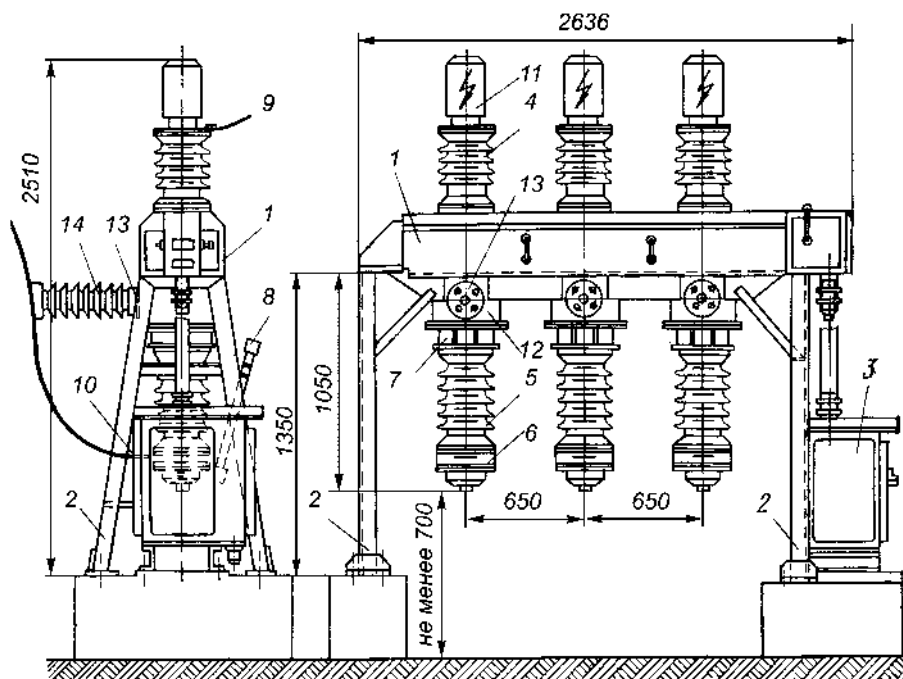


Рисунок 2.21 – Общий вид выключателя МГ-35 на 35 кВ

Механизм приводится электромагнитным приводом, заключенным в шкаф 3 (ШПС-20).

На верхней плоскости рамы установлены три ребристые полые фарфоровые покрышки 4, закрытые коробкой 11, и такие же три покрышки 5 закреплены напротив них, со стороны нижней плоскости, на стальных цилиндрических фланцах 12 и промежуточных 7. Нижние изоляционные покрышки после прикрепления к ним дугогасительных камер 6 заполняются трансформаторным маслом, уровень которого контролируется по маслоуказателю 8 из органического стекла.

Внутри изолирующих покрышек по вертикальной оси проходит стержень подвижного контакта. В верхних фарфоровых покрышках 4 находятся изоляционные тяги, соединяющие механизм, расположенный в раме, с верхними концами подвижных контактов.

Токоведущие шины распределительного устройства присоединяются к зажиму 9, который гибким проводом связан с верхним концом контактного стержня, и к зажиму 10, связанному с неподвижным контактом гасительной камеры.

На цилиндрических корпусах 12 устанавливаются опорные изоляторы 14 на своих фланцах 13 для поддержания гибких токоведущих шин, отходящих от гасительной камеры. Внутри этих корпусов размещаются сердечники со вторичными обмотками встроенных трансформаторов тока, по два на фазу.

### **Маломасляный выключатель ВМТ-110**

Маломасляный выключатель типа ВМТ-110Б на 110 кВ имеет один разрыв на полюс (рисунок 2.22,а).

Три полюса выключателя ВМТ-110Б установлены, на общем сварном основании 4 и управляются пружинным приводом 1. Полюс выключателя представляет собой маслонаполненную колонну, состоящую из опорного изолятора 2, дугогасительного устройства 3, механизма управления 5 и электроподогревательных устройств.

Дугогасительное устройство (модуль) состоит из токоотвода 1 (рисунок 2.22,б), связанного через токосъемные устройства с подвижным контактом 2, дугогасительной камеры 3 встречно-поперечного дутья, неподвижного контакта 5. Все эти элементы расположены в полном фарфоровом изоляторе 4, заполненном трансформаторным маслом и закрытом сверху колпаком 6. Колпак снабжен манометром для контроля избыточного давления в дугогасительном устройстве, устройством для заполнения сжатым газом, выпускным автоматическим клапаном, указателем уровня масла 8. В процессе гашения дуги уровень масла поднимается, занимая частично объем 7. Надежность работы выключателя без повторных пробоев в режиме отключения емкостных токов ненагруженных линий электропередачи обеспечивается герметизацией маслонаполненных колонн, находящихся под постоянным избыточным давлением газа (0,5 – 1 МПа), предпочтительно азота с относительной влажностью не более 25 %. Избыточное давление поддерживает высокую электрическую прочность межконтактного промежутка, повышает износостойкость контактов, способствует сохранению высокой электрической прочности внутренней изоляции вне зависимости от внешних условий. Оно создается сжатым газом, подаваемым от баллонов или компрессора, перед вводом выключателя в эксплуатацию и сохраняется без пополнения вплоть до очередной ревизии. Внутри опорного изолятора 2

(рисунок 2.22,а) размещены изоляционные тяги, связывающие подвижный контакт с механизмом управления. Выключатель ВМТ-220 состоит из трех отдельных полюсов, установленных на отдельных рамах. Каждый полюс управляется пружинным приводом. Полюс выключателя имеет две маслonaполненные колонны, на которых установлены дугогасительные модули такой же конструкции, как и для выключателя ВМТ-110. Все детали ВМТ-220 максимально унифицированы с выключателем ВМТ-110, что позволяет взаимно заменять сменные части и эксплуатационные принадлежности.

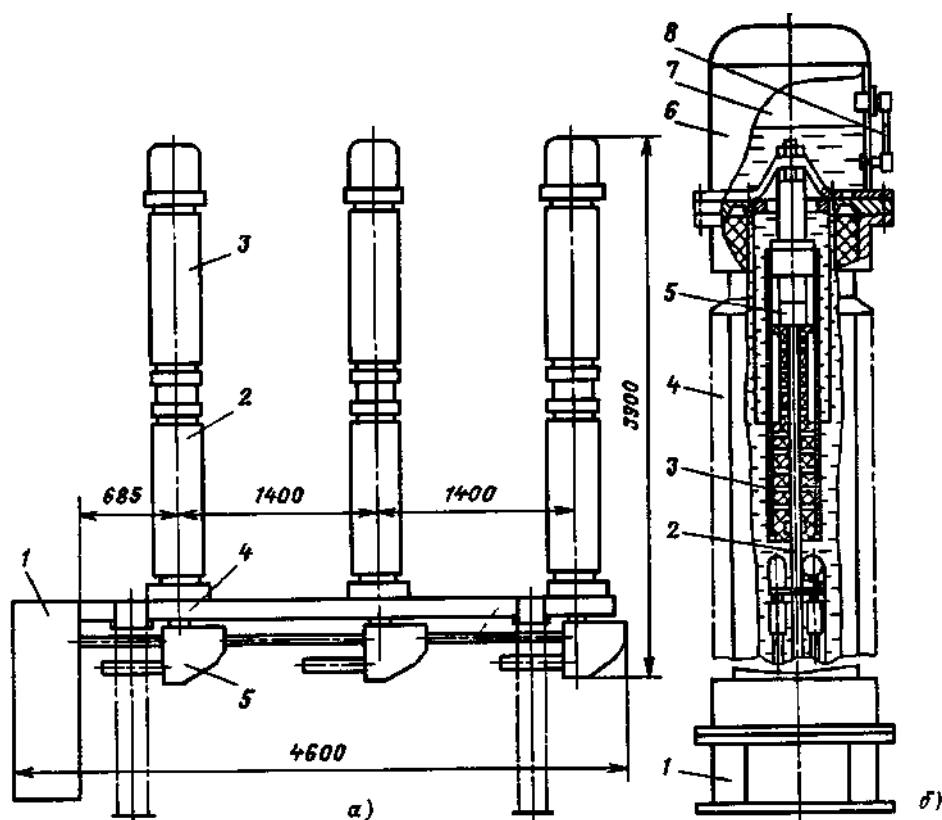


Рисунок 2.22 – Малообъемный масляный выключатель типа ВМТ-110Б: а) – общий вид; б) – дугогасительный модуль; 1 – привод ППК-2300; 2 – изолятор опорный; 3 – дугогасительное устройство; 4 – вывод; 5 – рама

### Маломасляный выключатель ВМК-110

В настоящее время выпускается серия малообъемных выключателей ВМК (выключатель масляный колонковый) на следующие напряжения и мощности отключения: 35 кВ, 1000 МВА; 110 кВ, 3500 МВА; 220 кВ, 11000 МВА.

Полюс выключателя ВМК-110 (рисунок 2.23) представляет две фарфоровые цилиндрические покрывки, поставленные одна на другую и образующие колонку, которая смонтирована на отдельной стальной раме.

В верхней покрывке находится дугогасительное устройство, а нижняя является опорным изолятором; внутри покрывки проходит изоляционная тяга от привода к подвижному контакту выключателя. Колонка заполняется трансформаторным маслом, расход которого на 3 полюса составляет 600 кг.

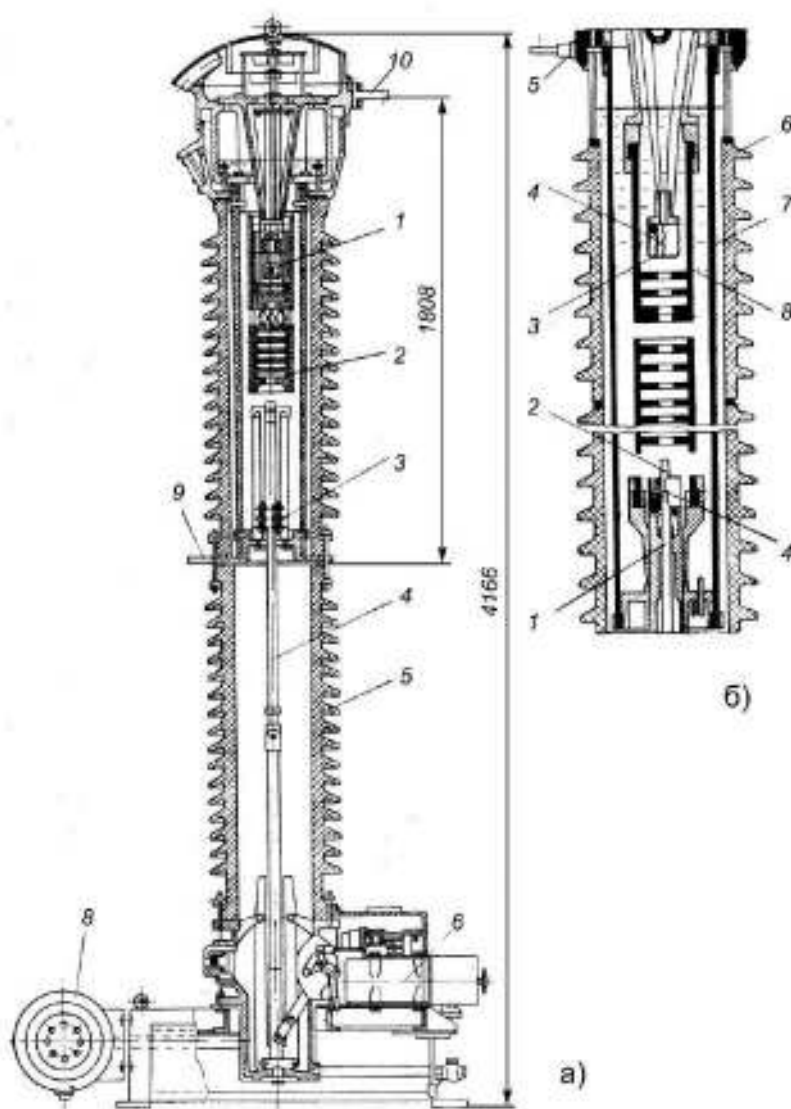


Рисунок 2.23 – Выключатель ВМК-110: а) – разрез одного полюса выключателя: 1 – неподвижный розеточный контакт; 2 – гасительная камера; 3 – роликовый токосъемный контакт; 4 – подвижной контактный стержень; 5 –

фарфоровая крышка; 6 – изоляционная тяга привода; 7 – пневматический привод; 8 – воздушный резервуар; 9 – нижний контактный вывод; 10 – верхний контактный вывод; б) – гасительная камера ВМК-110: 1 – шток подвижного контакта; 2 – сменная часть подвижного контакта; 3 – неподвижный дугогасительный контакт; 4 – неподвижные контакты; 5 – контакты для присоединения токоведущих шин; 6 – фарфоровая рубашка; 7 – изоляционный цилиндр; 8 – камера разрыва

Наиболее характерным для этих выключателей является применение обычно одного разрыва на полюс, что существенно упрощает их конструкцию.

Применение одного разрыва на полюс требует устанавливать большой ход подвижных контактов, чтобы обеспечить электрическую прочность разрыва в отключенном состоянии.

В этих выключателях применяют дугогасительные камеры преимущественно продольного и радиально-встречного дутья. Такая камера состоит из изоляционного цилиндра, разделенного горизонтальными перегородками на ряд малых объемов, в которых при отключении выключателя дуга испаряет и разлагает масло, а газы накапливаются в карманах камеры. При продвижении подвижного контакта вниз открываются отдельные карманы, и возникает продольное и радиально-встречное дутье, создающее интенсивное охлаждение и деионизацию дуги.

Выключатель является быстродействующим, время отключения (до погасания дуги) составляет 0,08 – 0,09 сек, время включения – 0,18 сек.

В верхней части гасительной камеры смонтирован неподвижный розеточный контакт. Подвижный контактный стержень входит в гасительную камеру снизу. Наконечник подвижного контакта, так же как и ламели розеточного контакта для повышения дугостойкости облицован металлокерамикой. Ток от подвижного контактного стержня к нижнему выводу проходит через роликовый токосъемный контакт. Колонка полюса завершается металлической головкой из силумина, в которой находится маслоотделитель, выхлопная труба и расположен верхний вывод выключателя. Включение выключателя производится пневматическим приводом, который помещается на раме у основания колонки. К раме присоединен резервуар сжатого воздуха (отдельный на каждый полюс), давление воздуха – 7 атм.

Отключается выключатель под действием отключающих пружин, расположенных в пневматическом цилиндре привода, после расщепления механизма вручную или дистанционно от отключающего электромагнита.

Блок пневматического управления на три полюса может быть смонтирован на раме выключателя или в другом удобном для управления месте.

Достоинствами маломасляных выключателей являются небольшое количество масла, относительно малая масса, более удобный, чем у баковых выключателей, доступ к дугогасительным контактам, возможность создания серии выключателей на разное напряжение с применением унифицированных узлов.

Недостатки маломасляных выключателей: взрыво- и пожароопасность, хотя и значительно меньшая, чем у баковых выключателей; невозможность осуществления быстродействующего АПВ; необходимость периодического контроля, доливки, относительно частой замены масла в дугогасительных бачках; трудность установки встроенных трансформаторов тока; относительно малая отключающая способность.

Область применения маломасляных выключателей – закрытые распределительные устройства электростанций и подстанций 6, 10, 20, 35 и 110 кВ, комплектные распределительные устройства 6, 10 и 35 кВ и открытые распределительные устройства 3-5, 110 и 220 кВ.

## **5.5 Воздушные выключатели**

В выключателях рассматриваемого вида гашение дуги происходит в продольном потоке воздуха при давлении 2-4 МПа и выше. Опыт показывает, что для гасительного устройства с одним разрывом при заданном давлении воздуха произведение напряжения и наибольшего отключаемого тока остается постоянным при изменении тока в широких пределах. Поэтому гасительное устройство с одним разрывом может быть использовано для отключения значительного тока только при относительно небольшом напряжении. Выключатели напряжением 220 кВ и выше должны иметь несколько разрывов, включенных последовательно. Так, например, при давлении воздуха 4 МПа и напряжении 110 кВ выключатель с одним разрывом способен отключить ток

около 40 кА. Выключатель 220 кВ должен иметь два разрыва, а выключатель 500 кВ - четыре разрыва.

Воздушные выключатели с номинальным напряжением от 110 до 1150 кВ проектируют сериями и собирают из унифицированных частей, из которых важнейшим является дугогасительный модуль с двумя разрывами, рассчитанный на некоторое условное напряжение порядка 110-250 кВ в зависимости от давления воздуха. Число модулей, включенных последовательно, выбирают в соответствии с номинальным напряжением

### Выключатели воздушные серии ВВГ-20

Выключатели серии ВВГ предназначены для генераторов; они рассчитаны на номинальное напряжение 20 кВ, номинальный ток 20 кА и номинальный ток отключения 160 кА. Давление воздуха 2 МПа.

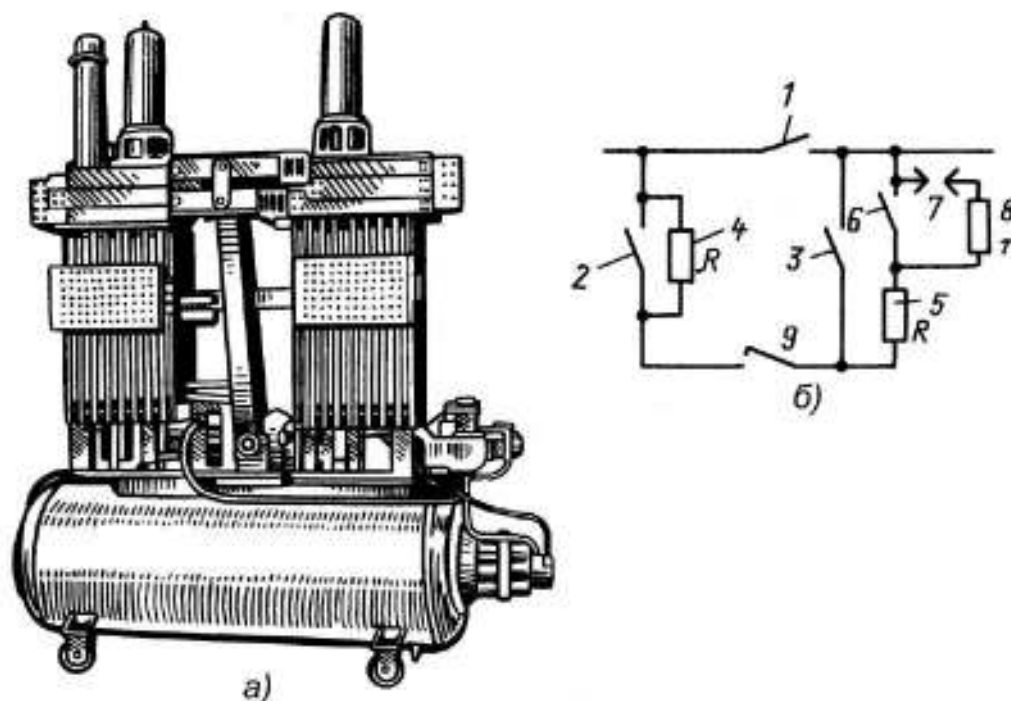


Рисунок 2.24 – Выключатель типа ВВГ-20

Полус выключателя показан на рисунок 2.24,а. Он имеет две главные дугогасительные камеры с разрывами 2 и 3 (рисунок 2.24,б), шунтированные резисторами 4 и 5, и вспомогательную камеру с разрывом 6, шунтированную резистором 8 , подключенным через искровой промежуток. При отключении



выключателя сначала размыкается разъединитель 1. Сжатый воздух поступает из ресивера в главные дугогасительные камеры, а также во вспомогательную камеру. Размыкаются контакты 2 и 3 и гасятся дуги, возникшие в этих разрывах. Размыкается вспомогательный контакт 6; возникшая дуга в зависимости от восстанавливающегося напряжения может погаснуть или без переброса на искровой промежуток 7, или с перебросом, что вызывает подключение резистора 8. После прекращения дутья главные и вспомогательный контакт 6 замыкаются. Размыкается отделитель 9.

При включении выключателя сначала включается отделитель, а затем разъединитель.

Выключатели серии ВВГ-20 предназначены для внутренней установки и требуют усиленной вентиляции помещения.

Подготовка воздуха. Распределительное устройство, оборудованное воздушными выключателями, нуждается в установке для подготовки воздуха высокого давления, его очистки и осушки. Пыль, содержащаяся в воздухе, засоряет клапаны, создает неплотности, снижает разрядное напряжение изоляции. Особенно опасна влага, которая при понижении температуры может конденсироваться в воздухопроводах. Зимой в трубах и клапанах возможно образование льда и нарушение проходимости. Стальные части при наличии влаги подвержены коррозии. Конденсация влаги на внутренних поверхностях изоляции снижает ее электрическую прочность и может привести к перекрытию.

Очистка воздуха от пыли производится с помощью фильтров, устанавливаемых на всасывающих патрубках компрессоров. Применение получили масляные фильтры, которые имеют ряды металлической сетки, смоченной маслом с низкой температурой замерзания. При прохождении воздуха через фильтр пыль оседает на поверхности масла.

Осушка воздуха производится термодинамическим способом: воздух подвергают сжатию до давления, превышающего номинальное давление сети не менее чем в 2 раза. С этой целью применяют компрессоры, обеспечивающие соответствующее давление. При сжатии воздуха температура его повышается. При последующем охлаждении до начальной температуры большая часть пара конденсируется. Образовавшуюся в охлаждающем змеевике воду спускают. После этого воздух подвергают расширению через

редукционный клапан, чтобы снизить давление до рабочего. Вследствие увеличения объема воздуха его относительная влажность, представляющая собой отношение массы водяного пара, содержащегося в воздухе, к максимально возможному содержанию его, т. е. массе насыщенного пара в том же объеме при заданной температуре, уменьшается пропорционально уменьшению давления. Следовательно, относительная влажность воздуха после его расширения получается равной 0,5 и опасность конденсации водяного пара значительно снижается.

Для надежной работы выключателей осушка воздуха описанным способом недостаточна, поскольку колебания температуры при наружной установке значительны. Приходится принимать меры к дальнейшему уменьшению содержания влаги с помощью адсорбентов, т. е. веществ, обладающих способностью поглощать влагу. К ним относятся силикагель, алюмогель и др. Адсорбенты удерживают влагу в порах, не вступая в химическое соединение. Регенерацию использованного адсорбента осуществляют периодически путем нагревания его в течение нескольких часов.

Осушка воздуха термодинамическим способом с последующей обработкой его адсорбентами позволяет получить воздух с ничтожным содержанием водяного пара, при котором точка росы лежит значительно ниже минимальной температуры воздуха летом и зимой.

В качестве компрессоров используют многоступенчатые компрессоры двойного действия с воздушным охлаждением и приводом от асинхронных электродвигателей.

Воздуховоды изготовляют из стальных труб с антикоррозийным покрытием во избежание образования ржавчины, которая может быть занесена в выключатели. Подача воздуха через редукционные клапаны в ресиверы рабочего давления производится автоматически при понижении давления.

Достоинство воздушных выключателей по сравнению с масляными заключается в их быстродействии. Однако воздушные выключатели значительно сложнее масляных и имеют большую стоимость.

В последнее время часть воздушных выключателей заменяется элегазовыми. Так, например, воздушные выключатели 110 и 220 кВ

нормального климатического исполнения сняты с производства в 1992г. и заменены элегазовыми.

### **Выключатели воздушные серии ВВН-35**

Воздушный выключатель ВВН-35 (рисунок 2.25) выпускается на напряжение 35 кВ, номинальные токи 2000А и мощность отключения 2000 МВА. Он представляет собой быстродействующий выключатель с внутренним отделителем. Выключатель имеет общую для всех фаз тележку с резервуаром для сжатого воздуха 1. Внутри каркаса размещена система управления выключателем: поршневой пневматический привод, продольный приводной вал, механизм приведения в движение подвижных контактов отделителя, дутьевой и вспомогательный клапаны, включающие и отключающие катушки, блок-контакты и др.

Механизмы отдельных фаз, приводящие в движение подвижные контакты отделителей, при помощи стальных тяг и общего приводного вала соединяются с пневматическим приводом. На верхней плоскости каркаса тележки крепятся отдельные полюса выключателя. Каждая фаза выключателя состоит из нижнего металлического фланца 5, двух опорных фарфоровых изоляторов 6 и головки выключателя 11, образующих колонку выключателя.

Верхний фарфоровый изолятор 6 образует дугогасительную камеру; внутри ее находится подвижный верхний дугогасительный контакт 12 и подвижный нижний контакт 10, представляющий собой внутренний отделитель.

Подвижный верхний контакт выполняется в виде трубы с фланцем, образующим своего рода поршень, и помещается в цилиндре головки 11. Контакт отжимается спиральной пружиной книзу до соприкосновения с нижним трубчатым контактом отделителя 10.

Таким образом, каждая фаза выключателя имеет по два полых трубчатых контакта торцового типа, образующих при отключении один разрыв на фазу. Внутри нижнего опорного изолятора 6 проходит изоляционная штанга 7, которая соединена с полым трубчатым контактом 10 отделителя и служит для его передвижения.

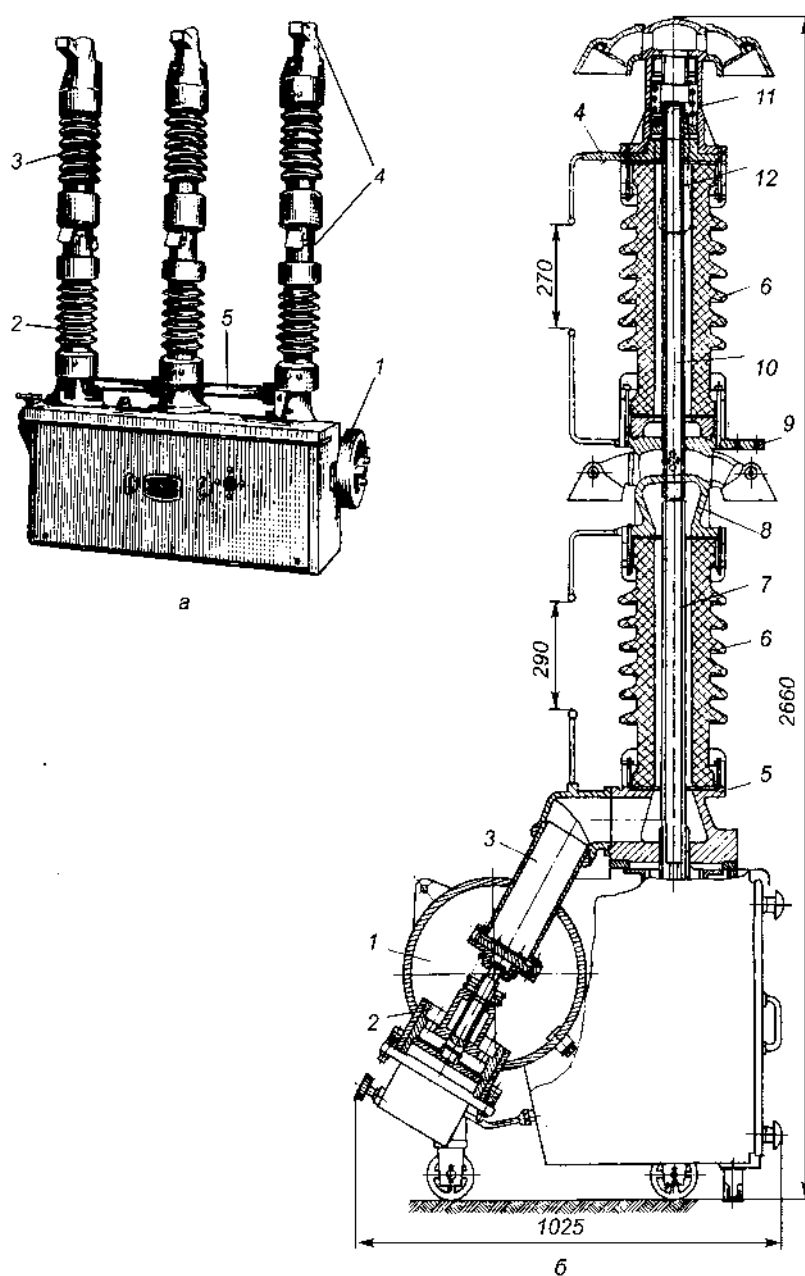


Рисунок 2.25 – Воздушный выключатель ВВН-35: а) – общий вид: 1 – тележка с резервуаром для сжатого воздуха; 2 – опорный изолятор; 3 – гасительная камера; 4 – выхлопные патрубки; 5 – трубопровод сжатого газа; б) – резервуар по среднему полюсу; 1 – резервуар сжатого воздуха; 2 – клапан; 3 – воздухопровод; 4 – верхний наконечник; 5 – нижний фланец; 6 – верхний фланец; 7 – изоляционная штанга; 8 – верхний фланец; 9 – нижний наконечник; 10 – контакт отделителя; 11 – головка; 12 – гасительный контакт

На головке 11 выключателя и его среднем фланце 8 имеются контактные наконечники 4 и 9 для присоединения токоведущих шин; там же смонтированы выхлопные патрубки для выброса продуктов горения дуги в атмосферу.

При включенном выключателе ток проходит следующий путь: контактный наконечник 4 – головка 11 – гасительный контакт 12 – контакт 10 отделителя – фланец 8 – наконечник 9.

Для отключения выключателя импульс подается на электромагнит, который открывает клапан 2, и сжатый воздух из воздушного резервуара выключателя по воздухопроводу 3 поступает в нижний фланец 5 средней фазы. Отсюда по стальным воздухопроводам он подается к нижним фланцам крайних фаз, а затем поступает в гасительные камеры.

Под действием сжатого воздуха верхний контакт 12 отходит на требуемое расстояние от нижнего контакта 10; электрическая дуга, образующаяся между ними, сдувается сжатым воздухом с торцовых поверхностей внутрь трубчатых контактов на нерабочие поверхности.

Сильный поток сжатого воздуха обдувает дугу, интенсивно выбрасывает ионизированные продукты горения через полые контакты 12 и 10 в выхлопные патрубки наружу и гасит дугу.

Через 0,04 – 0,05 с после гашения дуги приходит в действие пневматический поршневой привод в каркасе тележки, который посредством изоляционной штанги 7 перемещает вниз контакт 10 отделителя, создавая необходимый изолирующий промежуток между разомкнутыми контактами выключателя. После этого подача сжатого воздуха в гасительную камеру автоматически прекращается, и верхние контакты под действием спиральных пружин несколько опускаются, возвращаясь в свое первоначальное положение.

Для включения выключателя сжатый воздух подается из резервуара в пневматический привод, который перемещает контакты отделителя снизу вверх до соприкосновения с его верхним контактом. При включении выключателя сжатый воздух в гасительную камеру не подается.

Автоматическое повторное включение (АПВ) осуществляется отключением и последующим включением выключателя, при этом минимальная бесконтактная пауза составляет 0,45 с.

Благодаря внутреннему расположению отделителя конструкция выключателя получается компактной. Однако его существенным недостатком является наличие большого числа подвижных массивных частей кривошипно-шатунной передачи.

Дистанционное управление производится электромагнитами, которые воздействуют на пневматические клапаны; кнопки ручного пневматического управления помещаются в распределительном шкафу. Пополюсное дистанционное управление производится отдельной работой электромагнитов, а трехфазное совместной работой при последовательном или параллельном их соединении.

Выключатели являются быстродействующими и обеспечивают быстродействующее автоматическое повторное включение (БАПВ) с бесконтактной паузой 0,18 – 0,2 секунд или автоматическое повторное включение с бесконтактной паузой 0,8 – 1 секунд и более.

## 5.6 Электромагнитные выключатели ВЭ-10

Принцип работы электромагнитного выключателя основан на гашении электрической дуги действием электродинамических сил токоведущего контура и воздушных потоков.

Электромагнитный выключатель ВЭ-10 с пружинным приводом имеет конструктивно одинаковое исполнение для номинальных токов от 1250 до 3600А за исключением исполнения подвижного разъемного контакта главной цепи у выключателя на 3600 А.

*Основные технические данные выключателя ВЭ-10:*

Номинальное напряжение, кВ .....	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ.....	12
Номинальный ток выключателя. А.....	1250, 1600, 2500, 3600
Номинальный ток отключения, кА.....	20 и 31,5
Продольный сквозной ток, кА:	
начальное действующее значение периодической составляющей 20 и 31,5 амплитудное значение.....	51 и 80
Предельный ток термической стойкости	
для промежутка времени 4 с, кА.....	20 и 31,5

Собственное время отключения выключателя с приводом, с, не более.....	0,06
Полное время отключения выключателя с приводом (до погасания дуги), с, не более.....	0,07
Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с.....	0,5
Номинальное напряжение электромагнитов управления (включения, отключения, отключения питания от независимого источника). В:	
переменного тока .....	100,127,220,380
постоянного тока.....	24,48,110
Масса выключателя с приводом, кг.....	522-606

Предельное нижнее значение температуры окружающего воздуха минус 25 °С. Выключатели предназначены для работы в операциях О и В и циклах ВО; О - 0,5 с - ВО- 15 мин - ВО - 0,5 с -ВО; О - 0,5 с - ВО - 180 с - ВО и О - 0,5 с - ВО - 20 с - ВО. Управление выключателем (дистанционное или вручную) осуществляется двигательным выносным пружинным приводом косвенного действия. Операция включения осуществляется за счет энергии, предварительно запасенной включающими пружинами привода, отключение - за счет энергии, запасенной отключающими пружинами привода. По номинальным токам 1250, 1600, 2500 и 3600А и токам отключения 20 и 31,5 кА выключатель имеет восемь типоразмеров, причем, исходя из условий термической и электродинамической стойкости, а также с целью унификации типоразмеров, выключатели на 1250А обеспечивают применение их при номинальном токе шкафов КРУ на 630 и 1000 А.

Выключатель (рисунок 2.26) состоит из сварного основания, пружинного привода, трех полюсов, трех съемных дугогасительных камер, изоляционного кожуха и вместе со всем перечисленным представляет собой выдвижной элемент КРУ. Привод у выключателя ВЭ-10 такой же, как и у выключателя ВК-10 . Дугогасительная камера в зависимости от номинального тока отключения имеет два исполнения. На ток отключения 31,5 кА камера имеет ширину 136 мм вместо 118 и высоту 898 мм вместо 858, отсюда и массу - 98 кг вместо 84 кг. Токоведущие контуры у выключателей на номинальные токи 1600А и выше имеют контакты, снабженные напайками с серебряным покрытием. Разъемные

подвижные контакты главной цепи у выключателей на ток до 2500А - розеточного типа, при этом розетка имеет 9 ламелей у выключателей до 1600А и 15 ламелей у выключателя на 2500А. У выключателей на 3600А подвижные разъемные контакты плоского пальцевого вида.

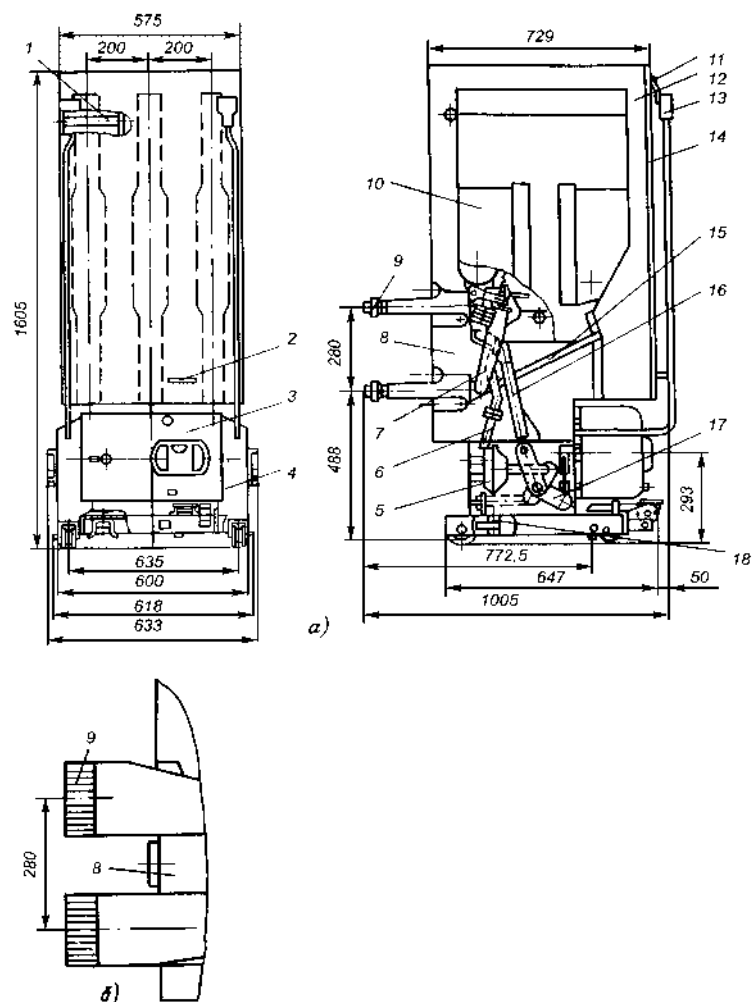


Рисунок 2.26 – Выключатель электромагнитный ВЭ-10: а) – на номинальный ток дотя 2500 А; б) – контакт выключателя на номинальный ток 3600 А: 1 – распорка; 2 – ручка; 3 – привод; 4 – основание; 5 – устройство дутьевое; 6 – трубка; 7 – контакт подвижный; 8 – полюс; 9 – контакт подвижный выдвигного элемента КРУ; 10 – камера; 11 – скоба; 12 – кожух; 13 – разъём штепсельный; 14 – лист; 15 – шина; 16 – тяга; 17 – вал выключателя

Оперативное отключение, а также автоматическое отключение при токах КЗ или перегрузках производится цилиндрическими пружинами, установленными на выключателе, которые срабатывают при воздействии



электромагнита отключения или электромагнита дистанционной защиты от независимого источника питания. Полюс выключателя состоит из двух односторонних проходных изоляторов, главных неподвижных и подвижных контактов, дугогасительных неподвижных и подвижных контактов (медных рогов), боковых стоек. Внутри проходных изоляторов, отлитых из эпоксидной смолы, заармированы токоведущий стержень и металлическая арматура для крепления изолятора к боковым стойкам. На выступающую часть токоведущего стержня с одной стороны устанавливаются розеточные подвижные контакты элемента шкафа КРУ, а с другой - корпуса главного неподвижного и подвижного контакта выключателя.

Главные неподвижные контакты выключателя состоят из самоустанавливающихся пальцевых контактов с изоляционными экранами на концах. Контактное давление всех пар пальцев создается пружинами, установленными по одной на каждую пару пальцев. Продольное перемещение пальцевых контактов ограничивается пружинным штифтом. У выключателей 1600А и выше пальцы на концах имеют напайки с серебряным покрытием. Неподвижные дугогасительные контакты состоят из одной пары пальцев, прижатых к корпусу контакта пружинами. Верхняя часть пальцев облицована дугостойкой металлокерамикой.

Главные подвижные контакты выключателя (ножи) состоят из четырех попарно соединенных между собой шин, имеющих прорези в зоне касания с главными неподвижными контактами. В верхней части главных подвижных контактов крепится дугогасительный подвижный контакт, который облицован металлокерамикой. Контакты на токи 1600А и более имеют напайки с серебряным покрытием. Контактное давление поддерживается пружинами. На шинах (ножах) главных подвижных контактов закреплены рычаги для присоединения изоляционной тяги, соединяющей контакты с валом выключателя. В связи с малым временем горения дуги и ее образования на дугогасительных контактах при отключении токов КЗ они практически не повреждаются.

Конструкция полюса на ток 2500А аналогична конструкции полюса на ток до 1600А, за исключением того, что токоведущие стержни в изоляторах, подвижный контакт (нож) и корпус имеют увеличенное сечение, а корпус

неподвижного контакта дополнительно соединен с подвижным контактом (ножом) гибкой связью. Диаметр стержня у выключателя на 2500А 55 мм (у выключателей до 1600А 36 мм).

Полюс выключателя на ток 3600А имеет принципиальное отличие от полюса выключателей на ток до 2500А: он не имеет проходных изоляторов. Токопроводом служит набор спаянных неизолированных шин, непосредственно прикрепленных к боковым стойкам. На эти шины с одной стороны устанавливаются главные разъемные контакты выдвижного элемента КРУ, а с другой - главный подвижный (нож) и неподвижный контакты выключателя и дугогасительные контакты, такие же, как у выключателей на токи 2500 А. Толщина плоского контакта 34 мм.

Камера дугогасительная состоит из пакета, собранного из пластин циркониевой керамики, склеенных между собой в единый блок. Каждая пластина пакета в нижней части имеет А-образный вырез, вершина которого смещена от середины пластины с чередованием смещения в разные стороны в каждой паре пластин. Такое чередование образует лабиринт, в который затягивается электрическая дуга при отключении. Пакет устанавливается между боковыми пластинами и колодками и упирается в распорки. С помощью эксцентриков к пакету поджимаются керамические плиты. Установленные в месте разъема плит и пакета уплотнения изолируют зону гашения дуги от пластин. В верхней части камеры имеется выхлопное устройство, состоящее из ряда вертикально расположенных изоляционных пластин, предназначенных для предотвращения перекрытия щелей по горячим газам, образующимся в процессе отключения. По краям пакета помещены медные рога, по которым перемещаются основания дуги в процессе отключения. Система магнитного дутья состоит из двух катушек, сердечников, боковых щек. Одна катушка одним из выводов соединяется с корпусом неподвижных контактов (верхним выводом выключателя), другим - с левым рогом. Другая катушка соединяется с правым рогом и посредством промежуточной шины - с нижним выводом выключателя.

При замкнутых контактах катушка не обтекается током.

При размыкании контактов дуга с дугогасительных контактов перебрасывается на левый медный рог. Направление навивки витков катушки выбрано таким, что усилие воздействия магнитного поля на дугу направлено в

сторону затягивания дуги в камеру. Поднимаясь по камере, дуга входит в вырезы керамических пластин пакета, приобретает зигзагообразную форму, увеличивает длину и отдает тепло керамическим пластинам.

Благодаря этому сопротивление дуги увеличивается и при очередном переходе тока через ноль дуга гаснет. Горячие газы, образующиеся при горении дуги, вытекают вверх по узким щелям между пластинами, и при этом выброса пламени из камеры не наблюдается.

Камера на номинальный ток отключения 31,5 кА максимально унифицирована с камерой на номинальный ток отключения 20 кА и отличается от последней габаритами и числом пластин, собранных в пакете, плитами, гребенкой, сердечником, катушками и другими деталями, устанавливаемыми между пластинами.

Кожух служит для изоляции полюсов друг от друга и выхлопных газов от металлических частей шкафа КРУ. Он состоит из трех изоляционных коробов, соединенных между собой. С фасадной стороны кожуха устанавливается стальной заземленный лист. На выключателе кожух фиксируется распорками и болтами, а в нижней части упирается в основание. На кожухе закреплены две скобы для установки в них штепсельных разъемов при выкаченном из шкафа выключателе.

Для передачи движения подвижным контактам полюсов от вала выключателя служит изоляционная тяга. На концах тяги имеются металлические наконечники для соединения с валом выключателя и подвижным контактом.

В системах с электромагнитным дутьем затруднено гашение малых токов, т.к. усилия электродинамических сил недостаточно для растяжения дуги и втягивания ее в решетку. Поэтому многие конструкции снабжаются автопневматическим устройством, связанным с подвижной системой и действующим на начальном этапе расхождения контактов.

Электромагнитные выключатели применяются в блочных тепловых и атомных электростанциях с энергоблоками 300 – 1200 МВт, на плавучих электростанциях, подстанциях метро, металлургических комбинатах, т.е. в цепях с резко переменной нагрузкой с частыми коммутациями.

Достоинства электромагнитных выключателей:

1. Взрыво- и пожаробезопасность.
2. Быстродействие.
3. Высокая отключающая способность.
4. Малый износ дугогасительных контактов.
5. Пригодность для частых включений и отключений.
6. Высокая коммутационная износостойкость.
7. Экологическая чистота.

Недостатки:

1. Ограниченный верхний предел по напряжению ( 6-10 кВ).
2. Непригодность для наружных установок.
3. Сложность конструкции дугогасительной камеры.
4. Высокая стоимость.

**Вопросы для самопроверки:**

1. Назовите основные параметры высоковольтных выключателей.
2. Чем характеризуется отключающая способность выключателя?
3. Каково назначение масла в маломасляных и масляных многообъемных выключателях?
4. Чем осуществляется гашение дуги в электромагнитных выключателях?
5. Какие воздушные выключатели предназначены для установки в закрытых распределительных устройствах?

**6. Вакуумные и элегазовые выключатели**

**Тема лекции.** Вакуумные и элегазовые выключатели. Области применения. Выключатели нагрузки. Условия выбора.

**6.1 Вакуумные выключатели серии ВВЭ-10**

Прекрасные дугогасящие свойства глубокого вакуума позволили создать выключатели на напряжение 10 кВ, которые благодаря своим преимуществам постепенно вытесняют маломасляные и электромагнитные выключатели.

Преимущества применения вакуумных выключателей в КРУ:

- отсутствие необходимости в замене и пополнении дугогасящей среды и масляного хозяйства;

- высокая коммутационная износостойкость;
- снижение эксплуатационных затрат, простота эксплуатации;
- быстрое восстановление электрической прочности;
- полная пожаро- и взрывобезопасность;
- возможность работы ВДК в любом положении;
- широкий диапазон температур окружающей среды (от  $-70$  до  $+200^{\circ}\text{C}$ );
- бесшумность работы, чистота, удобство обслуживания;
- отсутствие загрязнения окружающей среды;
- быстроедействие;
- малые габариты и масса.

К недостаткам можно отнести:

- небольшие номинальные токи и токи отключения;
- ограничения по номинальному напряжению;
- материалы контактов склонны к сварке в условиях вакуума;
- высокая стоимость, обусловленная двумя факторами:

а) сложность производства: необходимо применение особо чистых контактных материалов и их сплавов;

б) высокая технологическая культура производства вакуумных камер (особая точность).

Выключатели ВВЭ-10 на ток до 1600А отличаются конструкцией электромагнитного привода и устройством крепления ВДК в полюсе (рисунок 2.27).

В выключателях на токи от 630 до 3150А применяется электромагнитный привод, аналогичный приводу выключателя ВКЭ-М-10 с другими обмоточными данными катушек электромагнитов включения и отключения. ВДК выключателей на ток 1600 А имеет токопровод большего сечения и радиаторы для отвода тепла, ВДК на ток отключения 31,5 кА имеет дополнительное крепление к изоляторам и выводов к камере

Вакуумные выключатели ВВТЭ-10-20/630УХЛ2 и ВВТП-10-20/630УХЛ2 предназначены для применения в КРУ экскаваторов, нефтебуровых установок, передвижных автоэлектростанций, роторных комплексов и других предприятий.

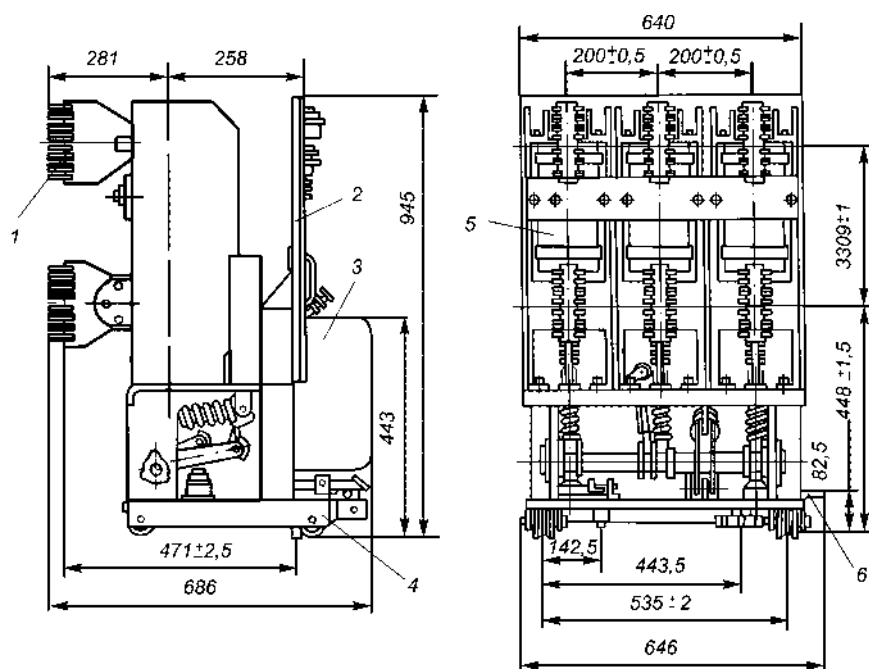


Рисунок 2.27 – Выключатель вакуумный ВВЭ-10 на ток 2000 А и 3150 А:

1 – подвижный контакт выдвижного элемента; 2 – перегородка; 3 – привод; 4 – основание; 5 – полюс ВДК; 6 – ось для открывания шторок

Полюс выключателя на токи 2000 и 3150А приведен на рисунок 2.28. Полюс на ток 3150А отличается от полюса на ток 2000А наличием верхних и нижних радиаторов.

Выключатели ВВТЭ и ВВТП рассчитаны также на эксплуатацию при нижнем значении температуры от -60 до +55°С, при атмосферном давлении 106,7 кПа (800 мм рт. ст.), верхнее значение относительной влажности воздуха 100% при 25 °С.

Механическая блокировка (рисунок 2.28) предназначена для предотвращения включения выключателя в промежуточном его положении в шкафу КРУ (между рабочим и контрольным), а также для предотвращения вкатывания и выкатывания выдвижного элемента из шкафа КРУ при включенном положении выключателя.

Блокировка состоит из корпуса, внутри которого перемещается ось фиксатора, кинематически связанная с тягой, позволяющей перемещать ось на 25 мм. Возврат оси в исходное положение осуществляется пружиной, установленной внутри корпуса.

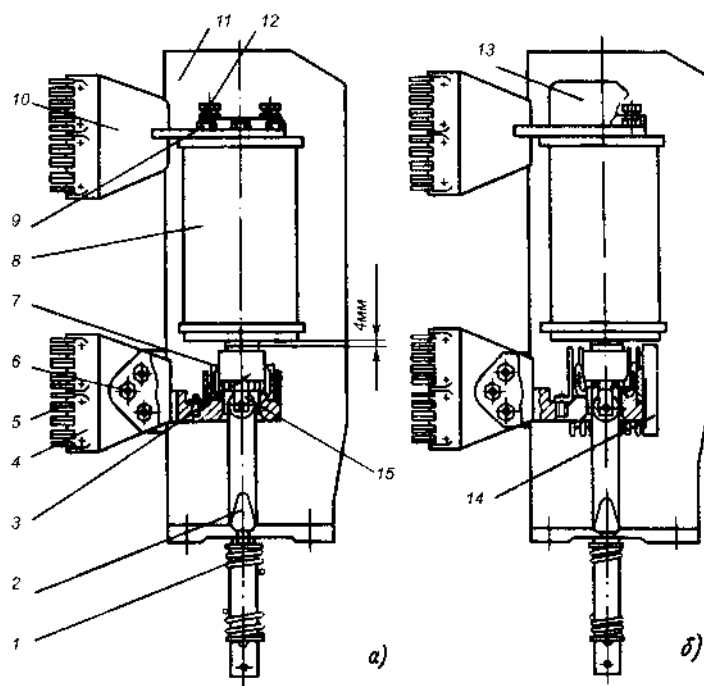
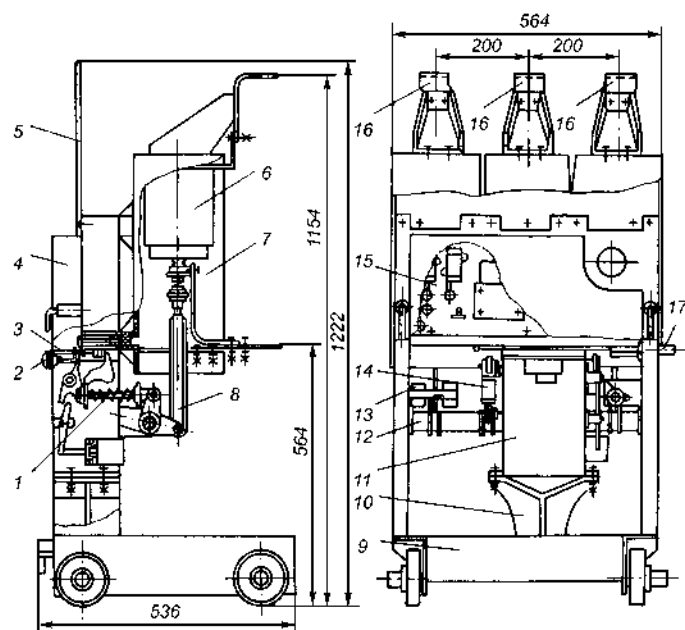


Рисунок 2.28 – Полюс вакуумного выключателя ВВЭ-10 на ток 2000 А а) и 3150 А б): 1 – механизм поджатия; 2 – тяга изоляционная; 3 – вывод ВДК; 4, 10 – контакты нижний и верхний выдвижного элемента; 5 – ламели контакта; 6, 9, 12 – болты; 7 – ламель подвижного контакта ВДК; 8 – ВДК; 11 – стойка изоляционная; 13, 14 – радиаторы верхний и нижний; 15 – ушко

Блок контактов предназначен для блокировки вспомогательных цепей выключателя, а также для сигнализации положения выключателя в шкафу КРУ; состоит из выключателей типа ВПК-2010, установленных на кронштейне, и толкателя с подпружиненными нажимными элементами, позволяющими регулировать момент срабатывания.

Выключатель ВВТЭ-10 применяется в КРУ типов КРУ В-10, КРУЭ-10В-400-20, а выключатель ВВТП-10 в КРУ типов КРУНБ-10, ПП-10-6/630ХЛ1.

Вакуумные выключатели ВВТЭ-10-10/630У2 и ВВТП-10-10/630У2 со встроенным электромагнитным приводом зависимого действия, использующим электроэнергию постоянного (выпрямленного) тока, с магнитным удержанием во включенном положении предназначены для эксплуатации в климатических условиях таких же выключателей, как ВВЭ-10 со значениями механических факторов внешней среды, аналогичными значениям выключателей ВВТЭ-10-20.

## **6.2 Элегазовые выключатели**

Элегаз ( $\text{SF}_6$  – шестифтористая сера) представляет собой инертный газ, плотность которого превышает плотность воздуха в 5 раз. Электрическая прочность элегаза в 2–3 раза выше прочности воздуха; при давлении 0,2 МПа электрическая прочность элегаза сравнима с прочностью масла.

В элегазе при атмосферном давлении может быть погашена дуга с током, который в 100 раз превышает ток, отключаемый в воздухе при тех же условиях. Исключительная способность элегаза гасить дугу объясняется тем, что его молекулы улавливают электроны дугового столба и образуют относительно неподвижные отрицательные ионы. Потеря электронов делает дугу неустойчивой, и она легко гаснет. В струе элегаза, т. е. при газовом дутье, поглощение электронов из дугового столба происходит еще интенсивнее.

В элегазовых выключателях применяют автопневматические дугогасительные устройства, в которых газ в процессе отключения сжимается поршневым устройством и направляется в зону дуги. Элегазовый выключатель представляет собой замкнутую систему без выброса газа наружу.

Принципиальная схема дугогасительного устройства элегазового выключателя конструкции ВЭИ приведена на рис.2.27. Поршень 1 и полый



контакт 2 неподвижны. Цилиндр 3 с соплом 4 из фторопласта с розеточным контактом 5 перемещаются по горизонтальной оси с помощью пневматического привода. (Рисунок 2.29,а) соответствует положению «Включено»: контакты 2 и 5 замкнуты. В процессе отключения (рисунок 2.29,б) цилиндр 3 перемещается приводом вправо. При этом газ в полости А сжимается, контакты размыкаются и между ними образуется дуга.

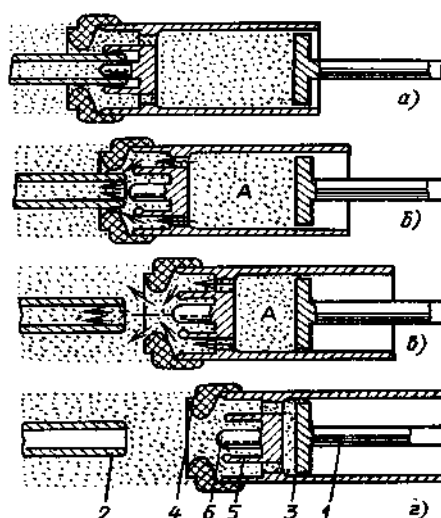


Рисунок 2.29 – Схема автопневматического гасительного устройства элегазового выключателя с односторонним дутьём: а) – положение «Включено»; б) – начальная фаза процесса отключения; в) – конечная фаза процесса отключения; г) – положение «Отключено»

По выходе вспомогательного электрода б из внутренней полости контакта 2 газ начинает вытекать через эту полость. Если отключаемый ток мал (порядка нескольких десятков ампер), поток газа через внутреннюю полость контакта 2 достаточен, чтобы погасить дугу при относительно небольшой ее длине в течение приблизительно 10 мс. При отключении тока КЗ (рисунок 2.29,в) гашение дуги происходит по выходе контакта 2 из сопла 4, когда вследствие увеличивающегося давления газа в полости А создается сильный поток газа сквозь столб дуги. При включении выключателя цилиндр с соплом и розеточным контактом перемещаются влево. Исследования показали, что более эффективным является гасительное устройство аналогичной конструкции, но с двухсторонним дутьем (см. рисунок 2.30). В положении «Включено» подвижный цилиндр 1 с контактом 2 и соплом 3 смещен влево и розеточный контакт 2 охватывает неподвижный контакт 4. В процессе

отключения цилиндр 1 перемещается относительно неподвижного поршня 5 направо; контакты размыкаются и зажигается дуга; давление газа в полости А увеличивается; образуется двухстороннее дутье через полые контакты и дуга угасает. Внешний вид элегазового выключателя типа ВЭК-110Б-40/2000 показан на рисунок 2.31. Основные характеристики его таковы: номинальное напряжение 110 кВ; номинальный ток 2000 А; номинальный ток отключения 40 кА; время отключения 3 периода; привод пневматический; масса 3,9 т.

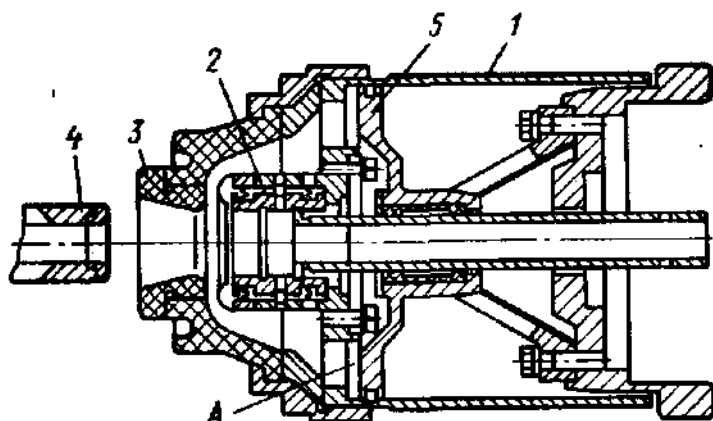


Рисунок 2.30 – Автопневматическое гасительное устройство элегазового выключателя с двусторонним дутьём (положение «Отключено»)

Фирмой «Вестингауз» (США) разработана серия элегазовых выключателей для номинальных напряжений от 115 до 330 кВ включительно и номинальных токов отключения от 20 до 63 кА. Элегаз используется в качестве изоляции, дугогасящей среды, а также для управления выключателем. Отключение обеспечивается при скорости ПВН 5 кВ/мкс. Гашение дуги происходит при первом переходе тока через нулевое значение при расстоянии между контактами около 100 мм. Продолжительность горения дуги составляет 20 – 25 мс и время отключения 2 периода. В отличие от воздушных выключателей отключение происходит бесшумно

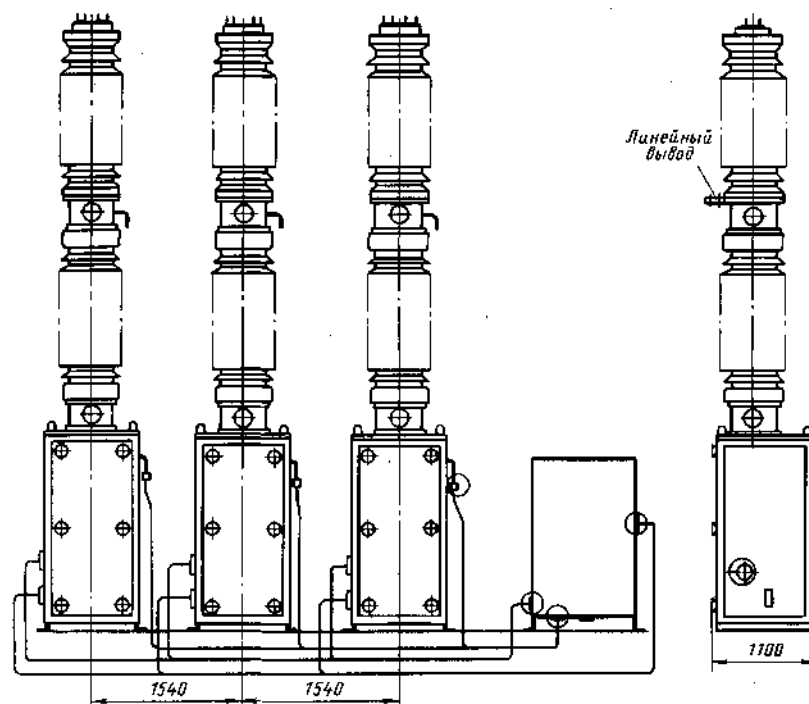


Рисунок 2.31 – Элегазовый выключатель типа ВЭК-110

На рисунке 2.32 показан полюс выключателя с номинальным напряжением 230 кВ и номинальным током отключения 50 кА. Он имеет два разрыва с двухсторонним дутьем, включенных последовательно. Гасительное устройство разделено на две области: высокого (1 МПа) и низкого (0,02 МПа) давления. Три полюса устанавливаются на общей стальной конструкции из двутавровых балок. Снизу расположен резервуар с запасом элегаза при давлении 0,02 МПа. В периоды ремонта выключателя он используется для сохранения всего газа, содержащегося в выключателе. Сбоку установлен шкаф, в котором расположены элементы управления и герметизированный компрессор, поддерживающий необходимое давление газа в выключателе. Система управления состоит из двух частей: общего привода, пристроенного к среднему полюсу, и индивидуальных операторов, расположенных над дугогасительными устройствами. К числу достоинств выключателя следует отнести наличие встроенных трансформаторов тока (шесть трансформаторов тока на каждый полюс).

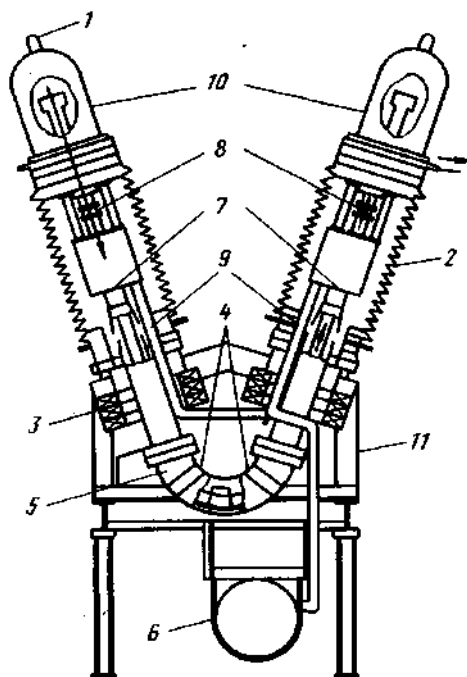


Рисунок 2.32 – Полюс элегазового выключателя «Вестингауз» 1 – зажимы; 2 – ввод с фарфоровым покрытием; 3 – трансформатор тока; 4 – подогреватели; 5 – U – образный проводник; 6 – резервуар с элегазом; 7 – опорные устройства; 8 – гасительное устройство; 9 – трубки системы управления; 10 – операторы; 11 – стальная коробка для защиты от атмосферных воздействий

### 6.3 Выключатели нагрузки

Выключатель нагрузки представляет собой упрощенный выключатель облегченного типа (рисунок 2.33,а), предназначенный для включения и отключения в участках цепи только токов нормальной нагрузки, порядка нескольких сот ампер.

Выключатель нагрузки по устройству своей контактной системы не может отключать токи короткого замыкания.

Он представляет собой трехполюсный разъединитель для внутренней установки с пристроенными к его неподвижным контактам гасительными камерами, рассчитанными на гашение дуги лишь при отключении небольших токов.

Подвижный рабочий контакт разъединителя выполнен в виде двухполосного рубящего ножа. К этим рабочим ножам посредством стальных

держателей прикреплены медные дугогасительные ножи, имеющие форму полос, изогнутых на ребро по дуге окружности, центр которой совпадает с центром вращения рабочего ножа. Гасительные камеры (рисунок 2.33,б) изготавливаются из пластмассы.

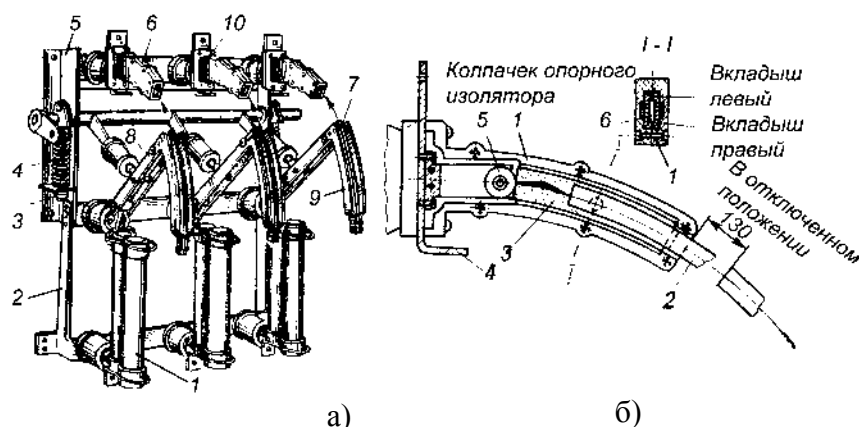


Рисунок 2.33 – Выключатель нагрузки ВНП-16 на 10 кВ: а) – общий вид: 1 – предохранители ПК; 2 – полурама; 3 – резиновые шайбы; 4 – отключающие пружины; 5 – рама; 6 – дугогасительная камера; 7 – подвижный дугогасительный контакт; 8 – подвижный рабочий контакт; 9 – скоба; 10 – неподвижные контакты; б) – разрез гасительной камеры: 1 – щеки гасительной камеры; 2 – контактный нож; 3 – вкладыш из органического стекла; 4 – неподвижный рабочий контакт; 5 – неподвижный дугогасительный контакт; 6 – дуговой паз

Каждая камера состоит из двух половинок и соответствует форме дугогасительного ножа 2. Во внутреннюю полость камеры помещаются вкладыши 3 из органического стекла. После сборки обеих половинок камеры внутри ее образуется дуговой паз 6. Дугогасительные ножи входят в эти пазы. Внутри камеры, у ее основания, имеются неподвижные пружинные контакты 5. Такие камеры закрепляются на колпачках верхних опорных изоляторов разъединителя. При отключении сначала размыкаются рабочие ножи, а затем дугогасительные. Возникающая при этом внутри узкого паза камеры дуга обжигает органическое стекло вкладышей и вызывает интенсивное образование газов. При выходе гасительных контактов из камеры потоки газов, находящиеся под давлением, выбрасываются наружу и гасят дугу, если она

еще не погасла внутри камеры. Необходимая скорость движения ножей при отключении - около 4 м/сек - обеспечивается двумя отключающими пружинами, которые действуют на приводной вал выключателя. Для защиты электрических сетей от токов короткого замыкания к выключателю нагрузки пристраиваются и включаются последовательно с ним высоковольтные предохранители типа ПК с кварцевым песком. Устанавливаются предохранители на дополнительной скобе выше или ниже рамы выключателя.

Выключатель нагрузки в комплекте с высоковольтными предохранителями типа ПК образует отключающий аппарат ВНП -16 или ВНП - 17, в определенных условиях заменяющий высоковольтный выключатель.

Управление выключателем нагрузки производится обычно ручным приводом; при необходимости дистанционного управления может быть применен электромагнитный привод ПС-10м.

Выключатели, нагрузки типа ВНП-16 и ВНП-17 выпускаются на напряжения 6 и 10 кВ и на номинальные токи соответственно 400 и 200 А.

Выключатель нагрузки ВНП-17 представляет собой конструктивный вариант выключателя ВНП-16 и отличается от него наличием устройства для автоматического отключения при перегорании плавкой вставки любого из трех предохранителей.

#### **6.4 Управление выключателями**

Операции по включению, отключению и повторному включению осуществляются дистанционно оператором или соответствующим автоматическим устройством с помощью приводных устройств или приводов. Приводы у всех выключателей, кроме воздушных, состоят из следующих частей: отключающих пружин; устройства, запирающего подвижную часть выключателя в положении «включено»; устройства, освобождающего подвижную часть выключателя при отключении; электромагнита включения; передаточного механизма, связывающего двигатель с подвижными контактами.

Приводы воздушных выключателей отличаются отсутствием отключающих пружин, устройством передаточного механизма и двигателя и др.

Источником энергии, необходимой для управления выключателем, является электрическая система. Однако энергия из системы не поступает

непосредственно в привод, а предварительно преобразуется и аккумулируется в том или ином виде, например в аккумуляторных батареях для электромагнитных приводов, в ресиверах сжатого воздуха для пневматических приводов, в напряженных пружинах в пружинных приводах. Аккумуляторы энергии любого вида обеспечивают работу привода в аварийных условиях при отсутствии энергии в рассматриваемой части системы.

Приводы должны отвечать следующим требованиям:

они должны быть исключительно надежными в эксплуатации; привод может находиться в бездействии в течение недель и месяцев, но при подаче команды на отключение должен сработать также хорошо, как после только что проведенного ремонта и испытания;

операции включения, отключения, многократного повторного включения должны протекать в течение минимального времени;

должна быть обеспечена возможность включения выключателя при временном нарушении работы станции, подстанции и отсутствии энергии в рассматриваемой части системы.

### **Ручные приводы выключателей**

Ручные приводы различных конструкций обычно состоят из трех основных частей: штурвала, механизма свободного расцепления, отключающих катушек.

Наиболее распространены ручные приводы типа ПРБА (привод ручной бленкерный автоматический) и ПРА (привод ручной автоматический). По существу, они являются полуавтоматическими, так как позволяют производить только ручное включение и дистанционное или автоматическое отключение.

Привод ПРБА (рисунок 2.34) состоит из чугунного корпуса 1, на задней стенке которого укреплен стальной кронштейн 3 со смонтированным на нем механизмом свободного расцепления шарнирного типа 4. Привод закрывается съемной крышкой 5, через отверстие в которой на лицевую сторону выходит рычаг управления приводом 7.

В нижней части привода размещена релейная коробка, внутри которой помещены набор отключающих катушек реле — максимального тока 10 и

минимального напряжения 9, а также поворотные переключатели 8 числа витков этих реле.

В релейной коробке может быть установлено до трех (чаще два) реле максимального тока с выдержкой времени (от 0 до 4 сек) или без выдержки и одно реле минимального напряжения. Привод имеет механический сигнальный бленкер 6, который при включенном выключателе опущен книзу, а при автоматическом отключении (от реле) занимает горизонтальное положение.

С левой стороны привода выведен рычаг 11 для связи с коробкой 12 блок-контактов сигнализации и автоматики (КСА).

Включение привода производится вручную перемещением рычага 7 снизу вверх, при этом движение передается через систему рычагов тяге 2, которая связывается с валом выключателя.

При наружной установке привод ПРБА встраивается в шкаф из листовой стали для защиты от попадания влаги и пыли.

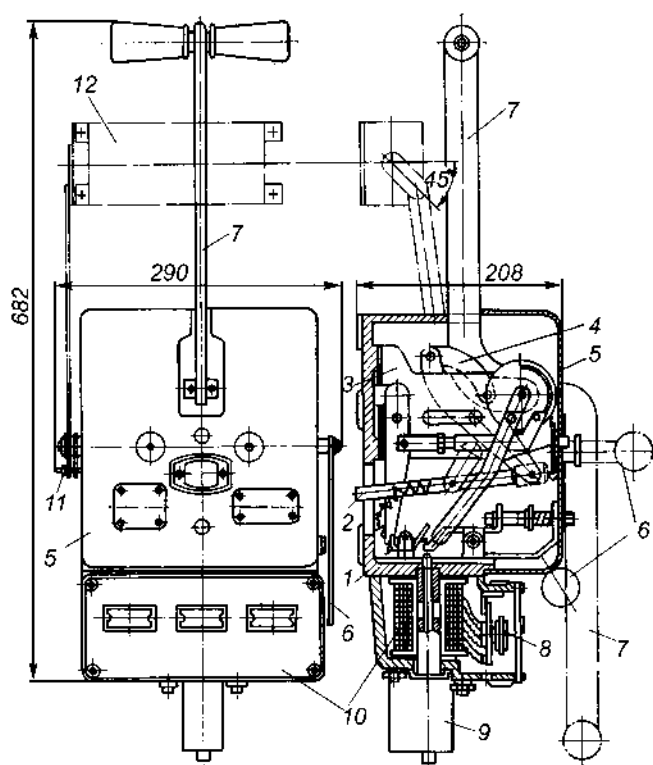


Рисунок 2.34 – Ручной привод ПРБА

Сердечник последнего при исчезновении напряжения или снижении его на 35% от номинального действует на защелку привода и ломает систему рычагов свободного расцепления.



В приводе типа ПРА операция включения производится вращением рукоятки штурвала, который надет на вал привода. Внутри корпуса привода имеется механизм свободного расцепления; в нижней части корпуса — релейная коробка с катушками максимальной и минимальной защит.

Ручные приводы могут работать на постоянном или переменном оперативном токе; преимущественно применяется переменный оперативный ток. Источником оперативного переменного тока в схемах этих приводов являются трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

### Пружинный привод

Пружинный привод является приводом косвенного действия. Энергия, необходимая для включения, запасается в мощной пружине, которая заводится от руки или электродвигателем небольшой мощности.

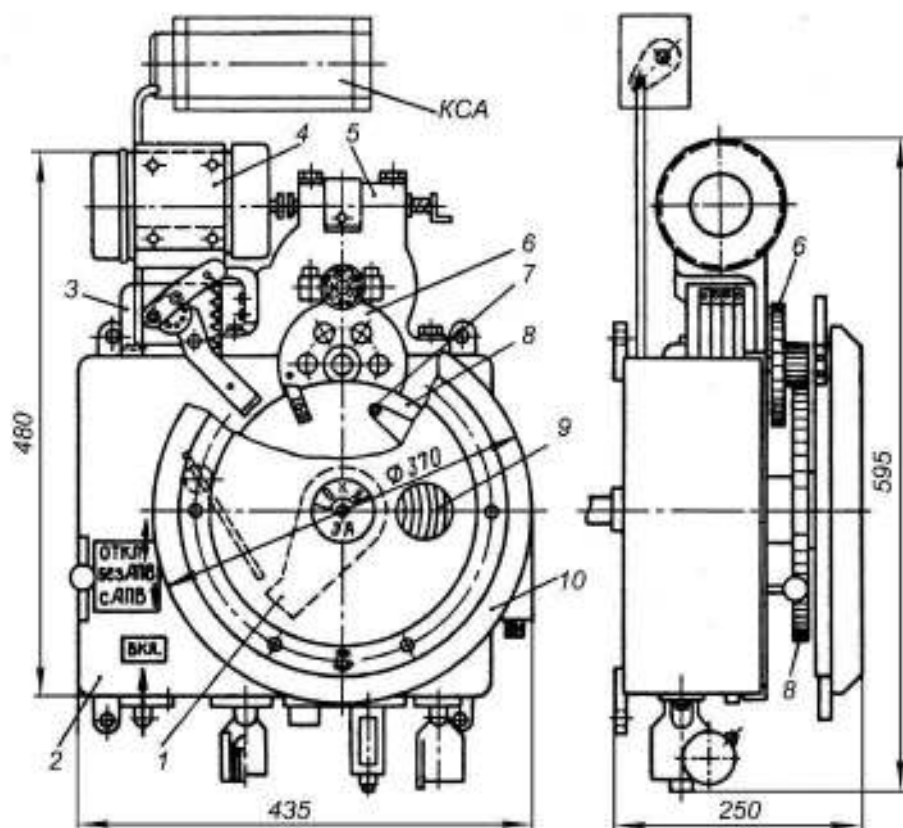


Рисунок 2.35 – Пружинный привод см моторным редуктором ППМ-10: 1 – заводной рычаг; 2 – корпус; 3 – конечный выключатель; 4 – электродвигатель; 5 – редуктор; 6 – большая шестерня зубчатой передачи; 7 – ролик ведущей собачки; 8 – шестерня развода; 9 – спиральная пружина; 10 – штурвал

После каждого включения необходимо вновь завести пружину. Обычно привод дополняется специальным электродвигателем, осуществляющим завод пружины. Такой привод позволяет осуществлять АПВ. Недостатком пружинных приводов является уменьшение тягового усилия в конце хода включения вследствие уменьшения деформации пружин. Чтобы устранить этот недостаток, пружинные приводы дополняются маховиком, который поглощает избыточную энергию в начале включения и отдает накопленную энергию в конце включения. Приводы подобного типа ППМ-10 применяются для выключателей ВМГ-10 и ВМП-10. Основными частями привода ППМ-10 (рисунок 2.35) являются: спиральная пружина, встроенная в коробку, и обод штурвала 10. Завод пружины производится электродвигателем 4 мощностью 350 ВА через редуктор 5. Движение от редуктора передается шестеренке взвода 8, свободно вращающейся на переднем подшипнике.

Ведущая собачка упирается роликом 7 в зуб рычага 1 и заводит спиральную пружину 9. Запорно-пусковой механизм привода удерживает пружины в заведенном состоянии. Для автоматического включения необходимо освободить заводящий рычаг, после чего энергия заведенной спиральной пружины поворачивает вал выключателя на включение.

Дистанционное и автоматическое отключение выключателя производится с помощью реле, встроенных в нижней части привода, которые через планку отключения воздействуют на механизм свободного расцепления. Привод допускает механическое АПВ. Импульс для работы такого АПВ дается при отключении благодаря освобождению включающего механизма привода. Если повторное включение произойдет на КЗ, то выключатель опять отключается, но повторного АПВ не произойдет, так как включающая пружина не успеет завестись. Механическое АПВ можно вывести из работы при ручном или дистанционном отключении, для чего в приводе есть специальное устройство.

Пружинные приводы могут оснащаться схемами электрического АПВ с необходимой выдержкой времени.

Аналогичное устройство имеет привод ПП-67, применяемый для выключателей ВМГ-10. Маломасляные выключатели ВМП и электромагнитные ВЭ -10 для КРУ имеют встроенный пружинный привод.

Пружинные приводы не требуют для своего управления источника постоянного тока, что является существенным преимуществом перед другими приводами. Недостатком привода является его малая мощность, поэтому он применяется в основном для маломасляных выключателей 6 – 10 кВ.

### Электромагнитный привод

Электромагнитные приводы относятся к приводам прямого действия: энергия, необходимая для включения, сообщается приводу в процессе включения от источника большой мощности. Шток сердечника 1 упирается в ролик 5 рычажного механизма, поднимает его вверх вместе с двумя шарнирно-связанными рычагами. Последние через приводной рычаг передают движение валу выключателя 7. При подъеме ролика защелка 4 отодвигается влево, а в конце хода сердечника, когда выключатель включился, срез защелки заскакивает под ролик и удерживает механизм во включенном положении.

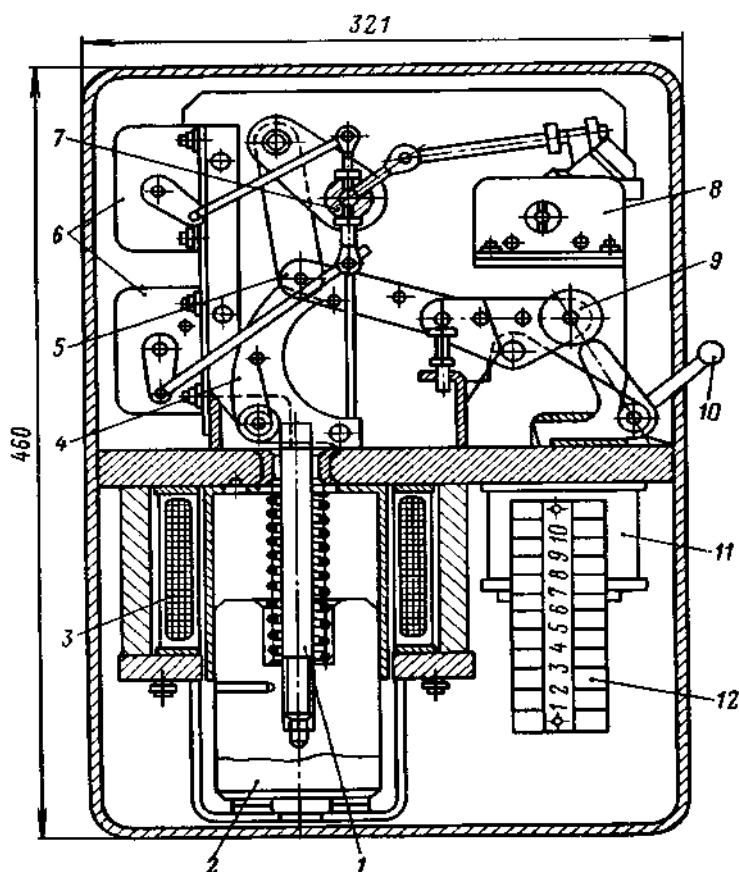


Рисунок 2.36 – Привод электромагнитный ПЭ-11

Усилие, необходимое для включения выключателя, создается стальным сердечником 2, который втягивается в катушку электромагнита 3 при прохождении по ней тока (рисунок 2.36).

В конце включения сигнальные вспомогательные контакты 6 разрывают цепь электромагнита включения, и сердечник падает вниз. На рисунок 2.53 привод показан при включенном положении выключателя.

При отключении ток подается в электромагнит отключения 11, его боек ударяет в рычаг механизма свободного расцепления 9, благодаря чему «ломаются» рычаги механизма свободного расцепления и ролик 5 соскакивает с защелки. Вал выключателя под действием отключающей пружины поворачивается против часовой стрелки – происходит отключение. В приводе предусмотрены вспомогательные контакты управления 8.

Электромагниты включения и отключения получают питание от аккумуляторной батареи через сборку зажимов 12.

Ток, потребляемый электромагнитом включения привода ПЭ-11, 58 А, электромагнитом отключения - 1,25 А при напряжении 220 В.

В приводе имеется рычаг ручного отключения 10.

Привод ПЭ-11 применяется для выключателей ВМП-10, ВМГ-10.

Для более мощных выключателей внутренней установки применяются электромагнитные приводы ПЭ-2, ПЭ-21, ПС-31, а для наружной установки - ШПЭ-44, ШПЭ-38, ШПЭ-46 и др.

Достоинствами электромагнитных приводов являются простота конструкции и надежность работы в условиях сурового климата.

Недостатки – большой потребляемый ток и вследствие этого необходимость использования мощной аккумуляторной батареи (для включения выключателя МГТ-10-3200 требуется ток 155 А, а выключателя У-220-40 500 А при напряжении 220 В), а также значительное время включения (до 1 с).

### **Пневматический привод**

Пневматический привод обеспечивает быстрое включение выключателя за счет энергии сжатого воздуха. Кинематическая схема его подобна

электромагнитному приводу, но вместо электромагнита применяется пневматический цилиндр с поршнем (рисунок 2.37).

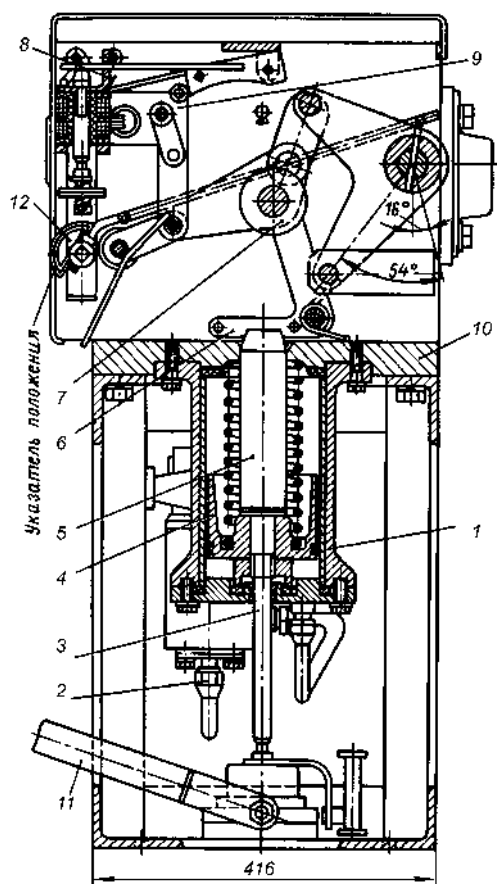


Рисунок 2.37 – Привод пневматический ПВ-30: 1 – пневматический цилиндр; 2 – фланец воздухопровода; 3 – шток демпфера; 4 – поршень; 5 – шток; 6 – удерживающая защёлка; 7 – подъёмный ролик; 8 – электромагнит отключения; 9 – система рычагов свободного расцепления; 10 – корпус привода; 11 – домкрат для ручного включения; 12 – указатель положения

При включении выключателя открывается клапан, подающий сжатый воздух из резервуара в рабочий цилиндр 1. Поршень 4 со штоком 5 поднимается вверх и, воздействуя на подвижный ролик и систему рычагов, производит включение выключателя. Пружина над поршнем при этом сжимается, сглаживая удар при включении.

При отключении подается импульс на электромагнит отключения, который воздействует на механизм свободного расцепления.

Сжатый воздух (2 МПа) подается от общей компрессорной установки, обслуживающей воздушные выключатели, или на каждом приводе устанавливаются баллоны со сжатым воздухом, обеспечивающие пять-шесть операций без подкачки воздуха. Для подкачки воздуха используются небольшие компрессоры с электродвигателем мощностью до 1 кВт.

Пневматические приводы ПВ-30 применяются для выключателей МГ-10, МГ-20. Баковые выключатели серии “Урал” снабжаются пневматическими приводами ШПВ. Пневматические приводы не требуют установки мощной аккумуляторной батареи, так как ток, потребляемый электромагнитным клапаном включения, не превышает нескольких ампер. Сечение проводов от схемы дистанционного управления к приводу значительно меньше, чем при электромагнитном приводе.

Пневматические приводы находят применение также в элегазовых выключателях.

#### **Вопросы для самопроверки:**

1. В каком пространственном положении возможна работа ВДК вакуумного выключателя?
2. Что такое «элегаз»?
3. Перечислите основные достоинства вакуумных выключателей.
4. Какие приводы относятся к приводам косвенного действия?

### **7. Разъединители, отделители, короткозамыкатели**

**Тема лекции.** Разъединители, отделители, короткозамыкатели, плавкие предохранители, заградители, разрядники, ограничители перенапряжений. Сведения о конструкциях, параметрах, области применения. Условия выбора.

#### **7.1 Разъединители. Общие сведения**

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

При ремонтных работах разъединителем создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки, так как контактная система их не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному КЗ и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Перед операцией разъединителем цепь должна быть разомкнута выключателем.

Однако для упрощения схем электроустановок допускается использовать разъединители для производства следующих операций:

- отключения и включения нейтралей трансформаторов и заземляющих дугогасящих реакторов при отсутствии в сети замыкания на землю;
- зарядного тока шин и оборудования всех напряжений (кроме батарей конденсаторов);
- нагрузочного тока до 15 А трехполюсными разъединителями наружной установки при напряжении 10 кВ и ниже.

Разъединителем разрешается также производить операции, если он надежно шунтирован низкоомной параллельной цепью (шиносоединительным или обходным выключателем);

Разъединителями и отделителями разрешается отключать и включать незначительный намагничивающий ток силовых трансформаторов и зарядный ток воздушных и кабельных линий.

Значение отключаемого разъединителем тока зависит от его конструкции (вертикальное, горизонтальное расположение ножей), от расстояния между полюсами, от номинального напряжения установки, поэтому допустимость такой операции устанавливается инструкциями и директивными указаниями. Порядок операций при отключении намагничивающего тока трансформатора также играет важную роль. Например, трансформаторы, имеющие РПН, необходимо перевести в режим недовозбуждения, так как ток намагничивания резко уменьшается при уменьшении индукции в магнитопроводе, которая зависит от подведенного напряжения. Кроме того, при отключении

ненагруженного трансформатора необходимо предварительно эффективно заземлить нейтраль, если в нормальном режиме трансформатор работал с разземленной нейтралью. Если к нейтрали трансформатора был подключен заземляющий реактор, то предварительно его следует отключить.

Если в цепи имеются разъединитель и отделитель, то отключение и включение намагничивающего тока и зарядных токов следует выполнять отделителями, имеющими пружинный привод, который позволяет быстро произвести эту операцию.

Разъединители играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

- создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов КЗ; исключение самопроизвольных отключений;
- четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Разъединители по числу полюсов могут быть одно- и трёхполюсными, по роду установки — для внутренних и наружных установок, по конструкции — рубящего, поворотного, катящегося, пантографического и подвесного типа. По способу установки различают разъединители с вертикальным и горизонтальным расположением ножей.

## **7.2 Разъединители для внутренней установки**

Эти разъединители выполняют обычно вертикально-рубящего типа с ножами, поворачивающимися в вертикальной плоскости, перпендикулярной основанию.

Разъединители однополюсные серии РВО рассчитаны на  $U_{\text{НОМ}} = 10\text{кВ}$  и  $I_{\text{НОМ}} = 400, 630 \text{ и } 1000 \text{ А}$ . Разъединитель (рисунок 2.38) состоит из рамы, двух опорных изоляторов и контактной системы, образованной двумя неподвижными контактами Г-образной формы, соединяемых между собой подвижным ножом, состоящим из двух параллельных пластин прямоугольного сечения.



В разъединителе на  $I_{\text{ном}} = 400 - 630 \text{ А}$  нож поворачивается на угол  $100 - 110^\circ$  С и в отключенном положении удерживается собственным весом и трением в контактах. Угол поворота фиксируется ограничителем. Поворот ножа осуществляется оперативной штангой, для пальца которой на ноже имеется специальное ушко. В разъединителе на  $1000 \text{ А}$  для уменьшения усилий, необходимых для выдергивания ножа из неподвижных контактов, имеется промежуточный вал, на котором закреплен рычаг с отверстием для крючка оперативной штанги. В случае надобности к этому рычагу может быть присоединена тяга от привода. Опорные и проходные изоляторы однополюсных разъединителей на  $400$  и  $630 \text{ А}$  обычно закрепляются на раме. Однако эти разъединители могут изготавливаться и без рамы с креплением изоляторов к стене или каркасу. Разъединители РВО, управляемые оперативной штангой, должны устанавливаться на вертикальной плоскости таким образом, чтобы ось вращения ножа была внизу.

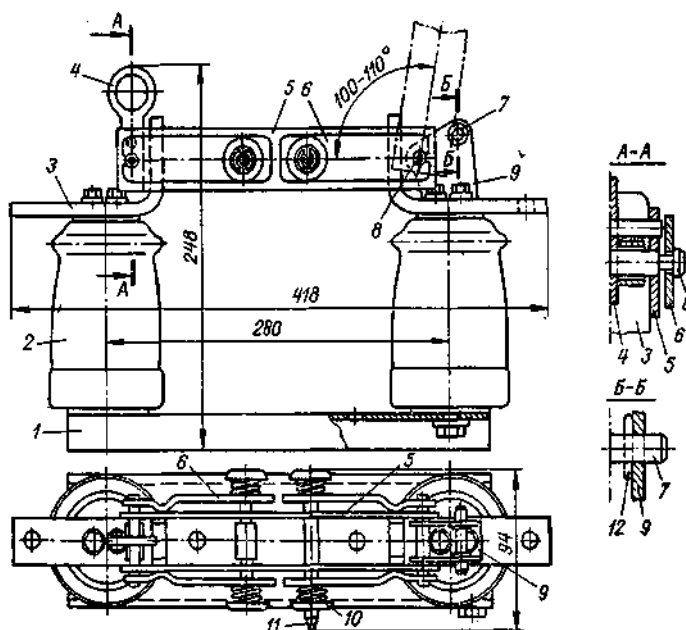


Рисунок 2.38 – Однополюсный разъединитель серии РВО на  $10 \text{ кВ}$ ,  $630 \text{ А}$ :  
 1 – рама; 2 – опорный изолятор; 3 – неподвижный контакт; 4 – ушко для пальца оперативной штанги; 5 – нож; 6 – пластины; 7 – ограничитель поворота ножа; в – ось поворота ножа; 9 – подшипник; 10 – контактная пружина; 11 – ось для

присоединения изоляционной тяги, соединяющей нож с контактами  
вспомогательных цепей управления; 12 – шплинт

Трёхполюсный разъединитель типа РВР – внутренней установки, рубящий (рисунок 2.39) – имеет два опорных изолятора 1 на полюс, установленных на основании 2 из профильной стали. Третий - тяговый изолятор 3 служит для приведения в движение главных ножей 4. Разъединители снабжены дополнительными ножами 5 для заземления – одним или двумя на каждый полюс. Для управления главными ножами служат вал 6 и система рычагов каждого полюса. Ведущие рычаги укреплены на валу и соединены шарнирно с тяговыми изоляторами, соединенными с ножами. Вал приводится во вращение с помощью привода. При этом главные ножи поворачиваются на угол около  $60^\circ$ . Заземляющие ножи 5 каждой стороны укреплены на особых валах 7 и соединены между собой медной шиной 9. Для управления заземляющими ножами необходимы особые приводы. Токоведущие части разъединителя (зажимы 8 для присоединения шин, контакты, ножи) выполняют в соответствии с номинальным током разъединителя. Чем больше ток, тем больше сечение ножей.

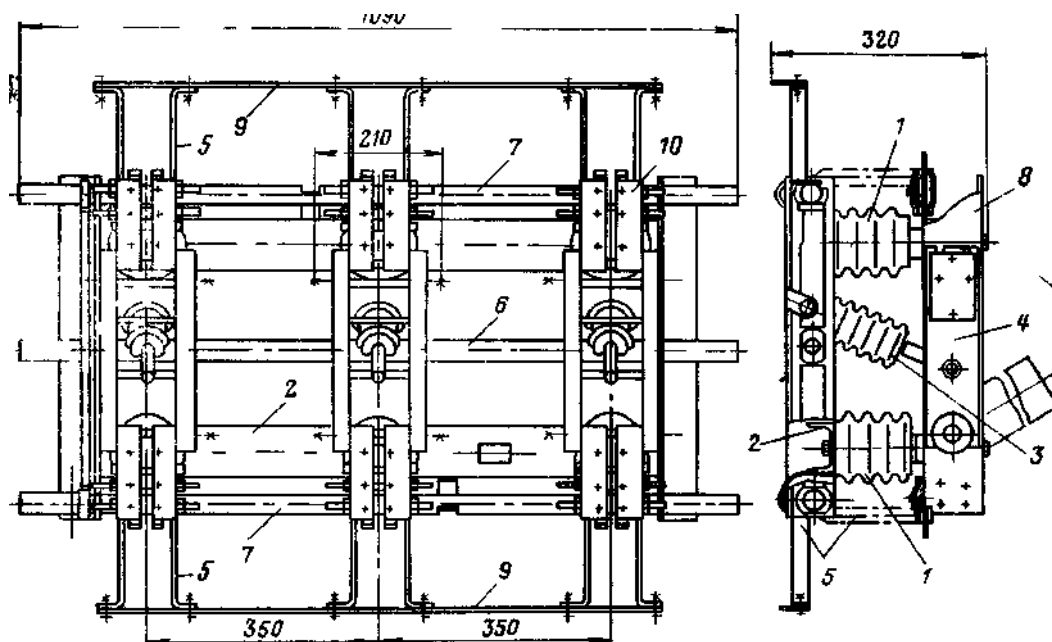


Рисунок 2.39 – Трёхполюсный разъединитель типа РВР 10 кВ, 2000 А  
с двумя комплектами заземляющих ножей

У разъединителей с номинальным током до 1000 А включительно ножи состоят из двух медных полос 1 прямоугольного сечения, охватывающих контактную стойку 2 (рисунок 2.40). Боковые поверхности стойки имеют цилиндрическую форму и образуют с пластинами ножа линейные контакты. Давление в контакте создается пружинами 3, насаженными на стержень. Давление на ножи передается через стальные пластины 4 с выступами.

При КЗ и резком увеличении тока пластины ножа притягиваются друг к другу, увеличивая давление в контакте. Стальные пластины увеличивают магнитную индукцию и создают дополнительное давление в контактах. Такого рода магнитными замками снабжают большую часть разъединителей. У разъединителей с номинальным током свыше 1000 А главные ножи состоят из двух и четырех частей коробчатого сечения. Контактные поверхности покрывают слоем серебра толщиной 20 мкм. Предусматривают также магнитные замки.

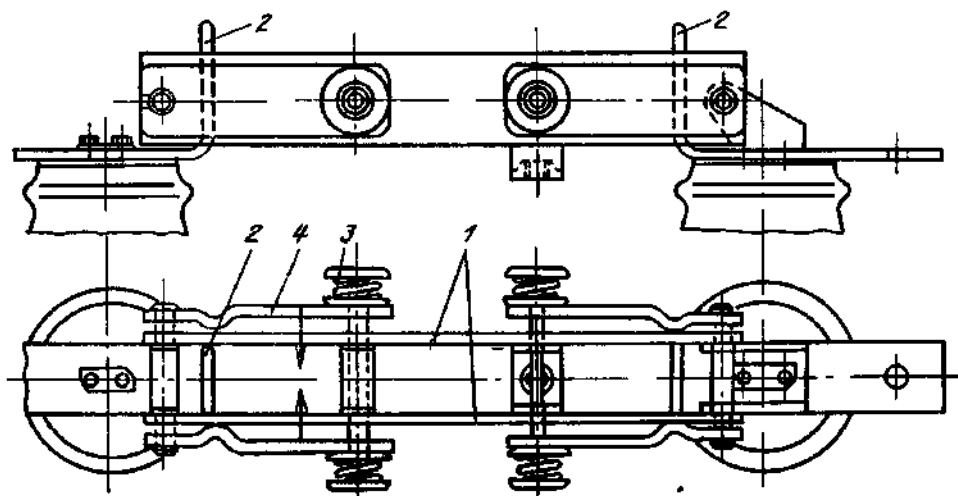


Рисунок 2.40 – Контактная система разъединителя типа РВР 10 кВ, 1000 А : 1-ножи подвижного контакта, 2 – шины неподвижного контакта, 3 – пружины, 4 – стальные пластины

Для управления главными и заземляющими ножами аппаратов применяются приводы, устройство которых зависит от номинального тока разъединителя. Ручной привод представляет собой систему рычагов или зубчатых передач, с помощью которых человек может повернуть вал разъединителя. Чем больше номинальный ток разъединителя, тем больше

силы трения в контактах. Соответственно должен быть рассчитан механизм привода.

### 7.3 Разъединители для наружной установки

Отключающая способность разъединителей. Под отключающей способностью разъединителя следует понимать его способность отключать ток величиной от нескольких ампер до нескольких десятков ампер при определенных условиях. Процесс отключения цепи разъединителем протекает следующим образом. При размыкании разъединителя на разрывах образуются дуги. Под действием магнитного поля и выделяющегося тепла они поднимаются и вытягиваются в виде петель. Такие дуги принято называть свободными или открытыми. Вследствие слабой деионизации дуговой столб сохраняет свою проводимость в моменты перехода тока через нулевое значение, и дуга горит в течение десятков периодов. По мере удлинения дуги ее сопротивление и напряжение на разрыве увеличиваются, а ток уменьшается. При определенной длине дуги, называемой критической, напряжение сети оказывается недостаточным для ее поддержания, ток спадает до нуля, а напряжение на разрыве восстанавливается до напряжения сети. Вследствие сильного демпфирования восстанавливающееся напряжение не содержит составляющих высокой частоты, характерных для выключателей, снабженных гасительными камерами.

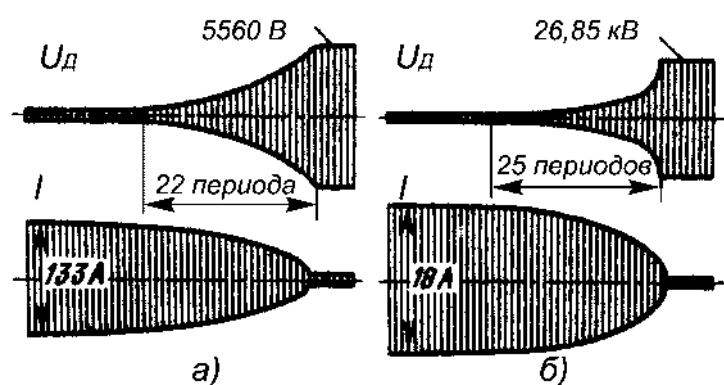


Рисунок 2.41 – Осциллограммы тока и напряжения на контактах разъединителя: а – размыкание кольцевой линии 33 кВ с током 133 А,

длительность дуги 22 периода; б – отключение ненагруженного трансформатора с током 18 А; длительность дуги 25 периодов

Опытами установлено, что свободная дуга переменного тока в воздухе угасает, если имеется достаточное пространство, чтобы она могла достигнуть критической длины и если расстояние между контактами разъединителя достаточно, чтобы исключить ее повторное зажигание. Максимальный вылет дуги, т. е. наибольшее расстояние от средней точки прямой, соединяющей контакты разъединителя, до точки наибольшего удаления дуги, зависит от напряжения сети и отключаемого тока.

На рисунок 2.42 показана эта зависимость применительно к отключению индуктивного и активного токов.

Отключение разъединителем даже относительно небольших токов, в особенности емкостных, связано с опасностью переброса дуги на соседние фазы и на заземленные части, что недопустимо

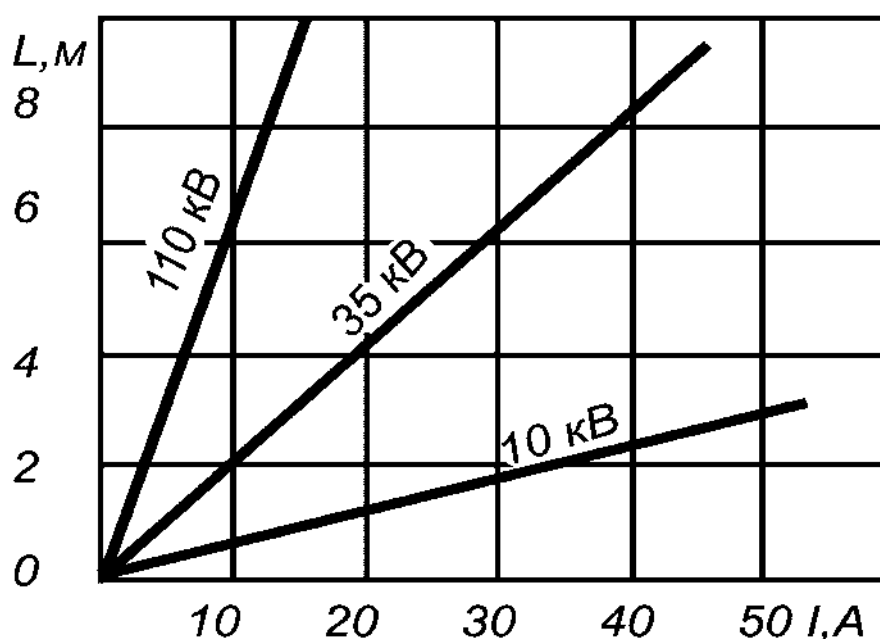


Рисунок 2.42 – Зависимость максимального вылета дуги на контактах разъединителя от тока и напряжения

. По мере увеличения напряжения и отключаемого тока эта опасность увеличивается (рисунок 2.42). Правила технической эксплуатации электроустановок (ПТЭ) разрешают операции включения и отключения

электрических цепей разъединителями при строго определенных условиях. Так, например, разрешается включение и отключение разъединителями измерительных трансформаторов напряжения.

При напряжениях до 10 кВ разрешается включать и отключать разъединителями наружной установки нагрузочный ток до 15 А. При более высоких напряжениях значения допускаемых отключаемых токов ставятся в зависимость от расстояний между полюсами. В таблице 2.1 указаны допускаемые ПТЭ токи отключения для наиболее распространенных разъединителей серии РНД. Наибольшие токи намагничивания трансформаторов и зарядные токи линий, допускаемые к отключению в ОРУ разъединителями горизонтального типа.

Таблица 2.1– Наибольшие токи намагничивания трансформаторов и зарядные токи линий

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние между полюсами	Ток намагничивания, А	Зарядный ток линий, А
20-35	1	2,3	1,0
	2	11,0	3,5
110	2,5	8,0	3,0
	3,5	14,5	5,0
150	3,0	2,3	—
	6,0	17,0	—
220	5,0	8,0	—
	6,8	17,0	—

## Разъединители трехполюсные горизонтально-поворотные серии РЛНД-10

Рассчитаны на  $U_{\text{НОМ}} = 10$  кВ,  $I_{\text{НОМ}} = 400$  и  $630$  А;  $I_{\text{д}} = 25$  кА при  $I_{\text{НОМ}} = 400$  А и  $35,5$  кА при  $I_{\text{НОМ}} = 630$  А;  $I_{\text{Т}} = 10$  кА при  $I_{\text{НОМ}} = 400$  А и  $12,5$  кА при  $I_{\text{НОМ}} = 630$  А. Рд на  $400$  А допускают длительную перегрузку током  $1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$  при температуре окружающей среды  $+18$  °С, а разъединители на  $630$  А допускают эту же перегрузку при  $+27$ °С. Разъединители имеют три исполнения: без заземляющих ножей (РЛНД-10), с одним комплектом заземляющих ножей со стороны поворотной колонки (РЛНД-1-10) или двумя комплектами заземляющих ножей, по комплекту с обеих сторон разъединителя (РЛНД-2-10). Разъединители серии РЛНД-10 имеют общую раму (рисунок 2.43) и управляются ручными приводами типа ПРН-10МУ1 (без заземляющих ножей), типа ПРНЗ-10У1 или ПРНЗ-10ХЛ1 (с заземляющим ножом с одной стороны Р<sub>д</sub>) и типа ПРНЗ-2-10У1 или ПРНЗ-2-10ХЛ1 (по заземляющему ножу с обеих сторон Р<sub>д</sub>).

Каждый полюс имеет два одинаковых изолятора: неподвижный 10 и поворотный 3. На последнем жестко закреплен пластинчатый нож 7, который и поворачивается вместе с изолятором. Неподвижный контакт, в который врубается нож, закреплен на изоляторе 10. В разъединителе с нормальной изоляцией (длина пути утечки 23см) применены изоляторы типа ИОС-10-500УХЛ1, а в разъединителе с усиленной изоляцией (длина пути утечки 40 см) — изоляторы типа ИОС-20-300УХЛ1.

Разъединители РЛНД-10 могут иметь климатическое исполнение У1 или ХУ1 и допускают оперирование при толщине корки льда по 10 мм. Допустимое тяжение подводящих проводов 245 Н.

### **Разъединители трёхполюсные горизонтально-поворотные серии РНД(3)**

Разъединители горизонтально-поворотного типа с ножами, вращающимися в горизонтальной плоскости, параллельной основанию (рисунок 2.44), изготавливаются для напряжений от 35 до 500 кВ включительно.

Они рассчитаны на  $U_{\text{НОМ}} = 35, 110, 150$  и  $220$  кВ,  $I_{\text{НОМ}} = 1000, 2000$  и  $3200$  А и предназначены для установки на горизонтальной плоскости за исключением разъединителей РНД(3)-35Б и РНД(3)-110Б, которые рассчитаны для установки как на вертикальной, так и на горизонтальной плоскости.





опорных подшипниках и при отключении поворачиваются на  $90^\circ$  во встречных направлениях, разворачивая контактные ножи разъединителя в одну сторону от оси полюса.

Разъединители изготавливаются пополюсно и на месте установки соединяются в один трёхполюсный аппарат с присоединением привода к ведущему полюсу. Допускается также двухполюсная и однополюсная установки.

Разъединитель типа РНД – для наружных установок, двухколонковый – имеет две колонны изоляторов на полюс, установленные вертикально в подшипниках на стальной раме и связанные между собой системой рычагов. При повороте изоляторов поворачиваются и ножи, укрепленные на головках изоляторов. Зажимы для присоединения проводников к разъединителю укреплены на головках изоляторов шарнирно и соединены с ножами гибкими лентами. При вращении изоляторов они не поворачиваются.

Контакты разъединителя находятся в месте стыка ножей. Они состоят из ряда пластин, укрепленных на одном ноже, и «лопатки» – на другом ноже. Давление в контактах создается пружинами. Ножи разъединителя приспособлены для работы в зимнее время при гололеде. Они состоят из двух пластин, соединенных шарнирно. В процессе отключения нож «ломается» и разрушает лед, образовавшийся на контактах. Разъединители снабжены ножами для заземления – одним или двумя на полюс. В отключенном положении ножи расположены горизонтально у основания разъединителя. При включении они поворачиваются в вертикальной плоскости на угол  $90^\circ$ . При этом контакт на конце заземляющего ножа соединяется с особым контактом 9 на главном ноже.

Полюсы трёхполюсного разъединителя связаны между собой рычажной системой и управляются с помощью общего привода. Средний полюс является ведущим, крайние полюсы – ведомыми. Заземляющие ножи имеют отдельные приводы, блокированные с приводами главных ножей.

Управление главными ножами Рд этой серии осуществляется ручными приводами типа ПР-У1, а в Р<sub>д</sub> на 110 – 220 кВ может осуществляться также и электродвигательными приводами типа ПДН-1У1. Для управления разъединителями РНД(3)-35Б и РНД(3)-110Б применяются ручные приводы

ПРН-110В вертикальной установки и пневматические приводы ПВ-20У2 как вертикальной, так и горизонтальной установки. В пневматических приводах ручное оперирование главными ножами не предусмотрено.

Оперирование заземляющими ножами производится вручную посредством ручного ПР-У1 и электродвигательного ПДН-1У1 приводов.

### **Разъединители вертикально-поворотные типа РНВ(З) - 750П/4000У1**

Рассчитаны на  $U_{\text{НОМ}} = 750$  кВ,  $I_{\text{НОМ}} = 4000$  А,  $I_{\text{д}} = 160$  кА,  $I_{\text{т}} = 63$  кА и допускают длительную перегрузку током  $1,2U_{\text{НОМ}}$  (4800 А) при температуре окружающей среды  $+19$  °С. Каждый полюс разъединителя (рисунок 2.44) устанавливается на сборной раме из профильной стали, к которой снизу крепятся на кронштейнах приводы главных и заземляющих ножей. Вращение привода главных ножей через зубчатую передачу, установленную в раме, передается на сдвоенную шарнирно-рычажную передачу, имеющую два мертвых положения, а через нее на поворотные колонки, скомплектованные из шести изоляторов ИОС-110-600УХЛ1 и расположенные в центре опорных колонок. Опорные изоляционные колонки разъединителя выполнены в форме треног, снабженных трубчатыми поясами жесткости на двух уровнях по высоте и скомплектованных также из изоляторов ИОС-110-600УХЛ1. На верхней плите каждой треноги установлен механизм, выполненный в виде пространственного сферического четырехзвенника, преобразующий вращение поворотной колонки во вращение контактного ножа в вертикальной плоскости. Наличие в механизме мертвого положения обеспечивает надежное запираение контактного ножа во включенном положении. Каждый механизм снабжен пружинным устройством для компенсации момента, создаваемого массой ножа. При включении трубчатый конец каждого из ножей ложится в клинообразный контакт, укрепленный на противоположном ноже, осуществляя контактное нажатие. При отключении концы ножей экранируются сдвижными тороидальными экранами. Разъединитель имеет три варианта исполнения: без заземляющих ножей, с одним заземляющим ножом и с двумя. Заземляющий нож представляет собой сварную форменную конструкцию из алюминиевых труб. Он устанавливается на конце рамы (справа, слева или с обеих сторон) в подшипниках и снабжается пружинным механизмом, компенсирующим момент, создаваемый массой ножа.

Нож поворачивается в вертикальной плоскости. Неподвижные контакты, в которые врубаются заземляющие ножи, установлены внутри пространственных экранов. Главные ножи управляются электродвигательным приводом ПДН-1У1, заземляющие – ручным приводом ПРН-1У1 с электрической блокировкой между ними.

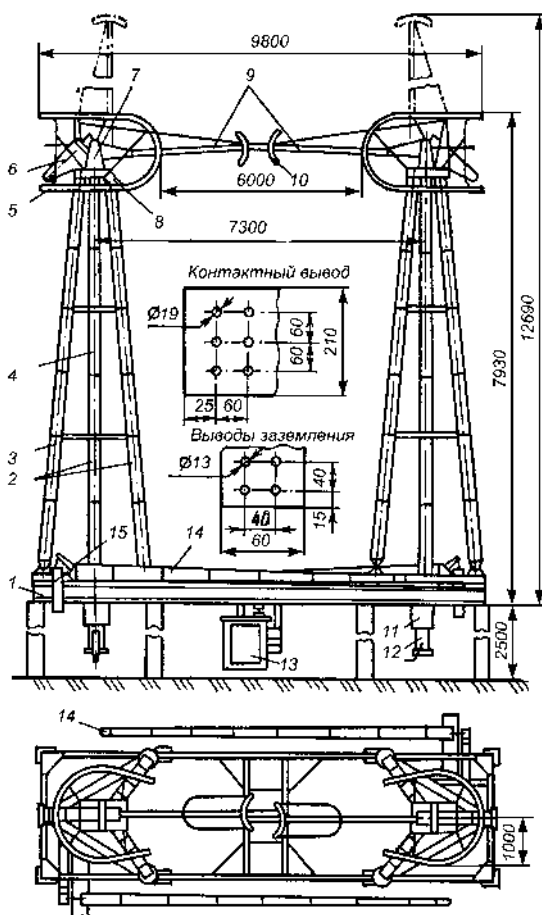


Рисунок 2.44 – Разъединитель типа РНВЗ-750П/4000У1:

1 – рама; 2 – опорная изоляционная конструкция; 3 – опорный изолятор;  
 4 – поворотный изолятор; 5 – экран; 6 – механизм компенсации массы  
 главного ножа; 7 – передача; 8 – неподвижный контакт заземляющего контура;  
 9 – контактные ножи; 10 – экран, 11 – кронштейн; 12 – привод ручной ПРН-1У1  
 для управления заземляющими ножами; 13 – электродвигательный привод  
 ПДН-1У1; 14 – заземляющий нож; 15 – механизм компенсации массы  
 заземляющего ножа

Разъединители рассчитаны на работу при толщине корки льда 20 мм и тяжении подводящих проводов 1470 Н. Масса разъединителя без заземляющих

ножей составляет 7120 кг, с одним заземляющим ножом — 7920 кг, с двумя ножами – 8780 кг.

### Разъединители с поступательным движением ножа типа РТЗ-1150/4000У1

Рассчитаны на  $U_{\text{ном}} = 1150$  кВ,  $I_{\text{ном}} = 4000$  А,  $I_{\text{д}} = 100$  кА,  $I_{\text{т}} = 40$  кА при времени прохождения тока 2 с. Разъединители предназначены для работы в условиях умеренного климата при высоте над уровнем моря не более 500 м, при толщине корки льда до 20 мм, скорости ветра до 35 м/с; при этом включение обеспечивается при скорости ветра до 20 м/с. Допустимое тяжение подводящих проводов 2450 Н.

Опорная изоляция разъединителя (рисунок 2.45) выполнена в виде треног, скомплектованных из 9 ярусов изоляторов типа КО-110-2000У1 по высоте, с центральными поворотными колонками, составленными из 9 изоляторов ИОС-110-600УХЛ1.

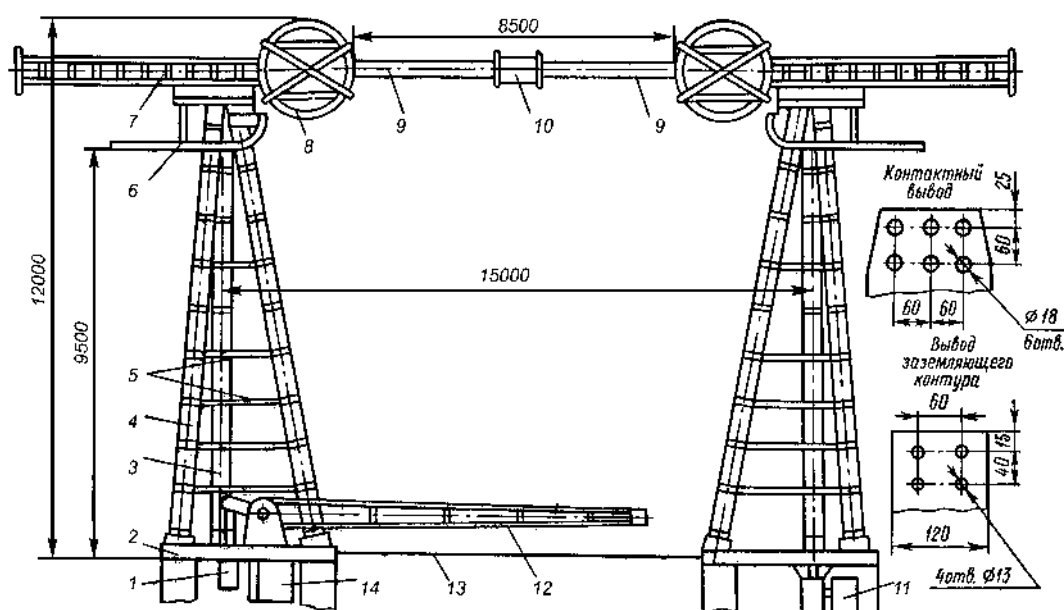


Рисунок 2.45 – Разъединитель РТЗ-1-1150/4000У1:

1 – механизм компенсации массы заземляющего ножа; 2 – рама; 3 – поворотная колонка; 4 – опорный форменный изолятор; 5 – пояса жесткости; 6 – экран; 7 – неподвижная секция главного ножа; 8 – экран; 9 – подвижные секции главных ножей; 10 – разъемный контакт; 11 – привод главных ножей ПД-ЗУ1; 12 – заземляющий нож; 13 – тросовая передача; 14 – привод

Каждая опорная колонка устанавливается на индивидуальной стальной сборной раме. Валы поворотных колонок на уровне рамы имеют барабаны, связанные между собой замкнутой тросовой передачей, обеспечивающей их синхронное вращение от электродвигательного привода типа ПД-3У1.

На треногах установлены неподвижные секции главных ножей. Внутри находятся телескопические подвижные трубчатые секции главных ножей (буква Т в типе разъединителя означает “телескопический”), перемещаемые с помощью тросовых передач, связанных с барабанами поворотных колонок.

Разъединитель имеет два варианта исполнения: с одним заземляющим ножом, устанавливаемым с любой стороны полюса, или с двумя ножами. Заземляющие ножи форменной конструкции поворачиваются в вертикальной плоскости электродвигательными приводами типа ПД-1У1. Приводы главных и заземляющих ножей заблокированы электрически от ошибочных операций заземляющего ножа ПД.1У1

### **Разъединители подвесные серии РПД**

Рассчитаны на  $U_{\text{ном}} = 500$  и  $750$  кВ,  $I_{\text{ном}} = 3200$  А,  $I_{\text{д}} = 160$  кА,  $I_{\text{т}} = 63$  кА и допускают длительную перегрузку током  $1,2I_{\text{ном}}$  при температуре окружающей среды  $+36$  °С. Разъединители (рисунок 2.46) предназначены для установки под порталом. Они обеспечивают вертикальный разрыв между неподвижными контактами 9, устанавливаемыми на шинных опорах или трансформаторах тока 10, и подвижными контактами 8, закрепленными на двухлучевых гирляндах 7, управляемых от привода 1 с помощью тросовой системы.

Подвижный контакт 8 соединяется токоподводом 11 (из алюминиевых труб) с неподвижным контактом, расположенным на шинной опоре 12. В нижней части контакта 8 закреплены грузы, стабилизирующие двухлучевую гирлянду 7 от раскачивания при ветре и осуществляющие контактное нажатие во включенном положении. Каждая гирлянда комплектуется из 35 изоляторов типа ПС70-Д для разъединителей на 500 кВ и 46 изоляторов типа ПС120-А для разъединителей 750 кВ. Двухлучевая подвеска вместе с грузом уменьшает раскачивание подвижного контакта и обеспечивает работу разъединителей при скорости ветра до 40 м/с. Электродвигательный привод 1 типа ПД-2У1 приводит

в движение замкнутую тросовую систему 4, включающую в себя противовес 3 и ограничитель усилий в тросе 2. К этой тросовой системе в точке N глухо

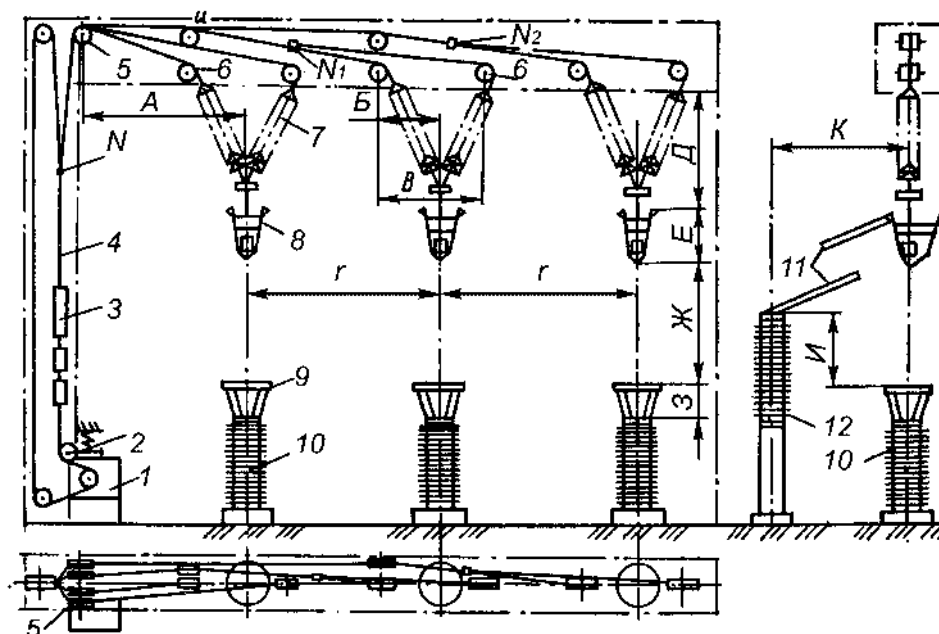


Рисунок 2.46 – Разъединители подвесные серии РПД на 500 и 750 кВ

1– привод электродвигательный типа ПД-2У1; 2 – ограничитель усилий в тросе; 3 – противовес; 4 – тросовая система; 5, 6 – блоки; 7 – гирлянда; 8 – подвижный контакт; 9 – неподвижный контакт; 10 – трансформатор тока; 11 – токоподвод; 12 – шинная опора

присоединены четыре тросовые ветви, перекинутые через комплект из четырех блоков 5, сидящих на одной оси. На первых двух тросовых ветвях подвешивается левая двухлучевая гирлянда. Третья и четвертая ветви, поддерживаемые роликами а (два ролика на одной оси), раздваиваются в точках N1 и N2. На этих ветвях подвешиваются средняя и крайняя двухлучевые гирлянды. Противовес 3 уравнивает подвижные системы трех полюсов разъединителя. Ограничитель усилий 2 при превышении усилием в тросе трех тонн разрывает цепь питания пускателей привода 1, предотвращая обрыв тросов и повреждение металлоконструкций портала при аварии разъединителя. Разъединитель может устанавливаться на основной или выносной траверсе портала. В зависимости от этого тросовая система может быть прямой или Г-образной и в комплекте поставки отличается числом направляющих блоков.

Подвесные разъединители поставляются в комплекте с отдельно устанавливаемыми заземлителями серии ЗР.

#### 7.4 Отделители

Один полюс отделителя с открытыми контактами представляет собой двухколонковый разъединитель типа РЛНД с дополнительным комплектом отключающих пружин, которые обеспечивают его быстрое отключение (рисунок 2.47). Включение отделителя производится вручную. Отделители, так же как разъединители, могут иметь заземляющие ножи с одной или двух сторон. Недостатком существующих конструкций отделителей является довольно большое время отключения (0,4-0,5 с). Отделители могут отключать обесточенную цепь или ток намагничивания трансформатора. Отделители и короткозамыкатели открытой конструкции недостаточно надежно работают в неблагоприятных погодных условиях (мороз, гололед). В эксплуатации наблюдаются случаи их отказа в работе.

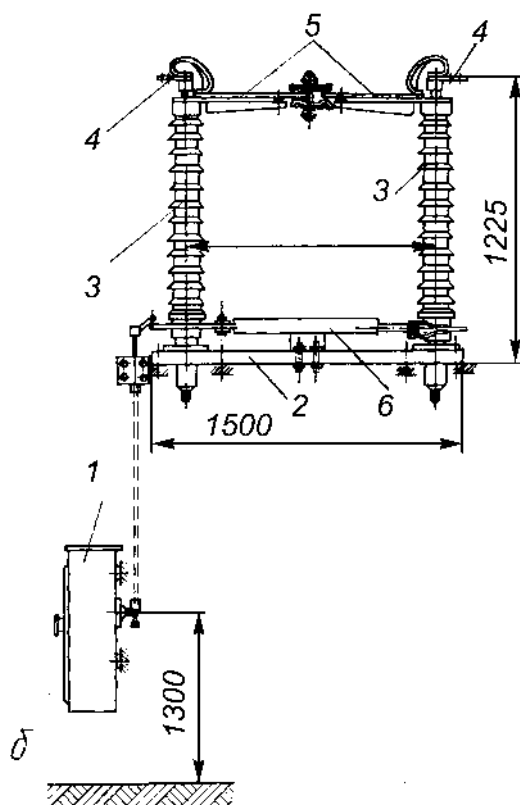


Рисунок 2.47 – Отделитель типа ОД-110:

1 – привод, 2- опорная рама, 3 – поворотные изоляторы, 4 – контактные выводы, 5 – нож, 6 – соединительная тяга

Взамен этих конструкций разработаны отделители и короткозамыкатели с контактной системой, расположенной в закрытой камере, заполненной элегазом.

Отделитель закрытого исполнения с элегазовым наполнением ОЭ-110 (рисунок 2.48) предназначен для отключения и включения токов намагничивания силовых трансформаторов и зарядных токов линий. Отделитель ОЭ-110 обеспечивает автоматическое включение и отключение.

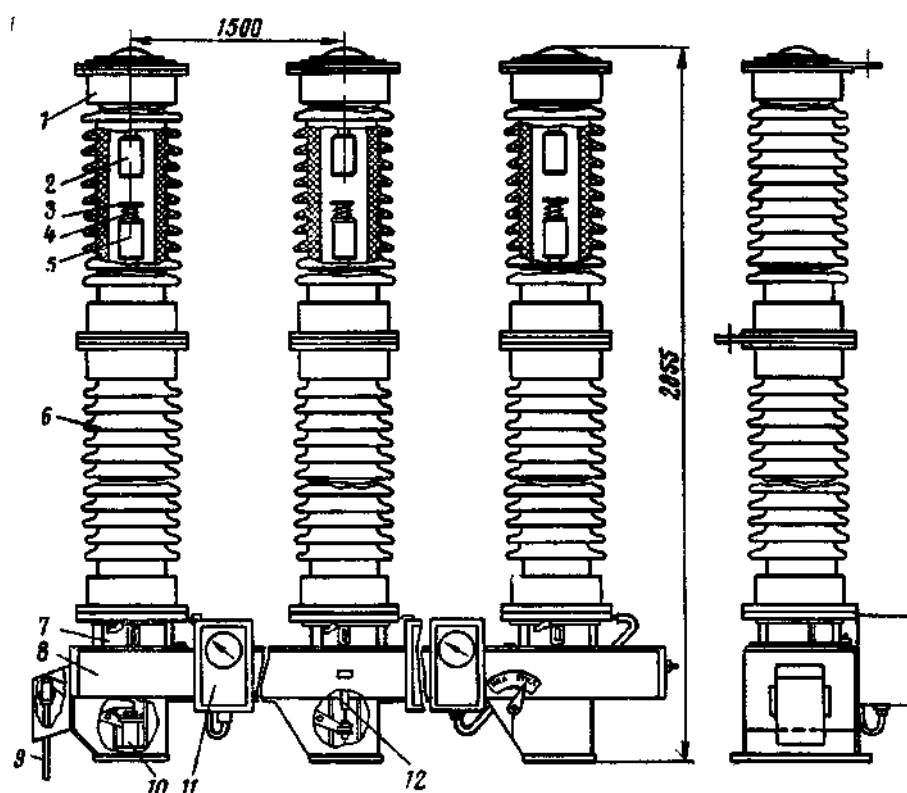


Рисунок 2.48 – Отделитель закрытый с элегазовым наполнением ОЭ-110/1000:

- 1– верхний фланец; 2 – неподвижный контакт; 3 – экран; 4 – контактная пружина; 5 – подвижный контакт; 6 – изолирующая колонка; 7 – масляный гидрозатвор; 8 – основание; 9 – тяга к приводу; 10 – буфер; 11– мановакуумметр; 12 – тяга к неподвижному контакту

Три полюса отделителя установлены на общем основании 8. Токоведущие провода присоединяются к контактным выводам на верхнем и среднем фланцах. Внутри контактной камеры находятся неподвижный контакт розеточного типа и полый подвижный контакт с экраном. Включение происходит за счет силы пружин привода ППО. Давление в контактах создается за счет



сжатой пружины 4 и пружинящего розеточного контакта. Отключение происходит автоматически за счет отключающих пружин, расположенных в основании отделителя.

Специальных устройств для гашения дуги не предусмотрено, так как элегаз обладает высокой электрической прочностью, а отделитель предназначен для отключения токов не более 20 А. Разрыв между контактами в отключенном положении 90 мм.

Избыточное давление элегаза в контактной камере 0,3 МПа, но даже при утечке элегаза и снижении давления до атмосферного промежутки между контактами может выдерживать, не пробиваясь, наибольшее рабочее напряжение 126 кВ. Для герметичного уплотнения подвижной тяги при выходе из камеры используется масляный гидрозатвор 7 такой же конструкции, как в короткозамыкателе.

Контактная камера отделителя 110 кВ является модулем для аппаратов на более высокое напряжение. Так, в отделителе 220 кВ должна быть две камеры.

## **7.5 Короткозамыкатели**

Короткозамыкатель - это коммутационный аппарат, предназначенный для создания искусственного КЗ в электрической цепи.

Короткозамыкатели применяются в упрощенных схемах подстанции для того, чтобы обеспечить отключение поврежденного трансформатора после создания искусственного КЗ действием релейной защиты питающей линии.

В установках 35 кВ применяют два полюса короткозамыкателя, при срабатывании которых создается искусственное двухфазное КЗ.

По конструкции этот аппарат представляет собой быстродействующий двухполюсный разъединитель с пружинным приводом и контактами, замыкающимися в воздухе (рисунок 2.49). На стальном основании установлен опорный изолятор. Сверху изолятора располагается неподвижный контакт. Подвижный контакт крепится на валу привода и имеет непосредственную связь с землей.

Привод короткозамыкателя имеет пружину, которая обеспечивает включение заземленного ножа на неподвижный контакт, находящийся под

напряжением. Импульс для работы привода подается от релейной защиты. Отключение производится вручную.

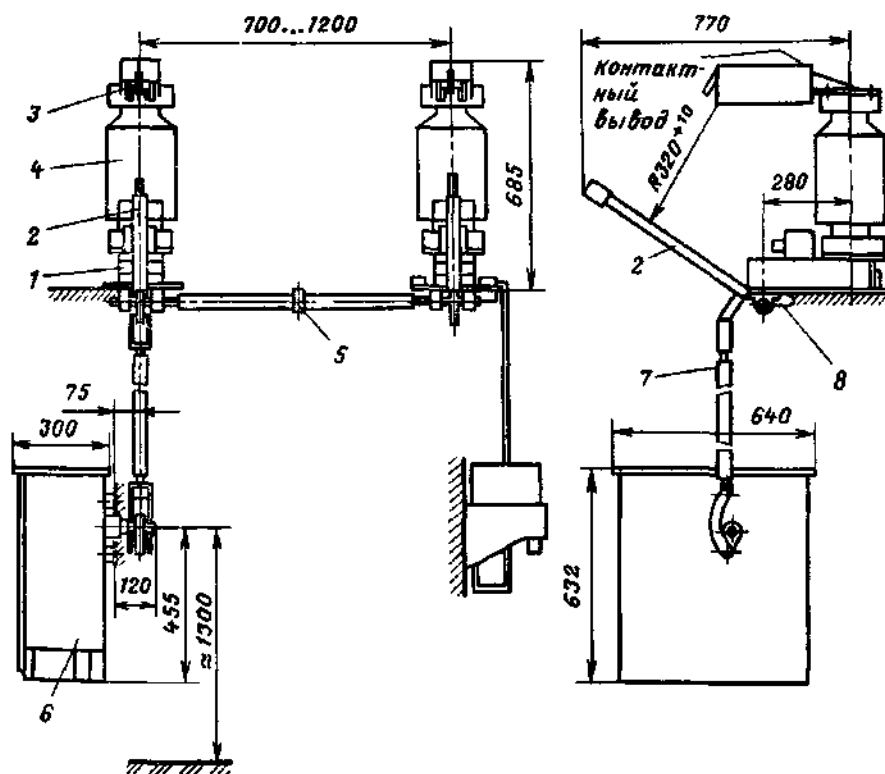


Рисунок 2.49 – Короткозамыкатель с открытыми контактами:

1 – привод; 2- опорная рама; 3 – поворотные изоляторы; 4 – контактные выводы; 5 – нож; 6 – соединительная тяга

При включении короткозамыкателя во избежание возникновения дуги и повреждения аппарата необходимо обеспечить большую скорость движения ножа. В существующих конструкциях время включения короткозамыкателя составляет 0,12-0,25 с, отключение производится вручную.

В установках с заземленной нейтралью (110 кВ и выше) применяется однополюсные короткозамыкатели.

Короткозамыкатель открытой конструкции имеет недостатки: большое время срабатывания; ненадежен в неблагоприятных погодных условиях, т.к. имеет длинные ножи; имеет большие расстояния между полюсами; производит только пять включений без замены контактов.

Взамен открытой конструкции разработан короткозамыкатель с контактной системой, расположенной в закрытой камере, заполненной элегазом.

Короткозамыкатель КЭ-110 и КЭ-220 выполняется на напряжение 110-220кВ, в виде одного полюса (рисунок 2.50).

Он состоит из основания и контактной камеры. Основание изолировано от земли, в нем располагается пружинный механизм включения, имеется баллон с элегазом, который связывается с камерой через фильтр. Контактная камера состоит из двух фарфоровых изоляторов: верхнего и нижнего. В нижнем изоляторе расположена изолирующая штанга, связывающая подвижный контакт с приводом. Внутри верхнего изолятора расположены два контакта: подвижный и неподвижный. Неподвижный контакт розеточного типа имеет вывод для присоединения внешних токоведущих частей. Полый подвижный контакт с защитным экраном через гибкие связи и стальной сильфон осуществляет передвижение внутри герметичной камеры. Высокая электрическая прочность элегаза позволяет иметь небольшое расстояние между разомкнутыми контактами (110 кВ – 80-100мм).

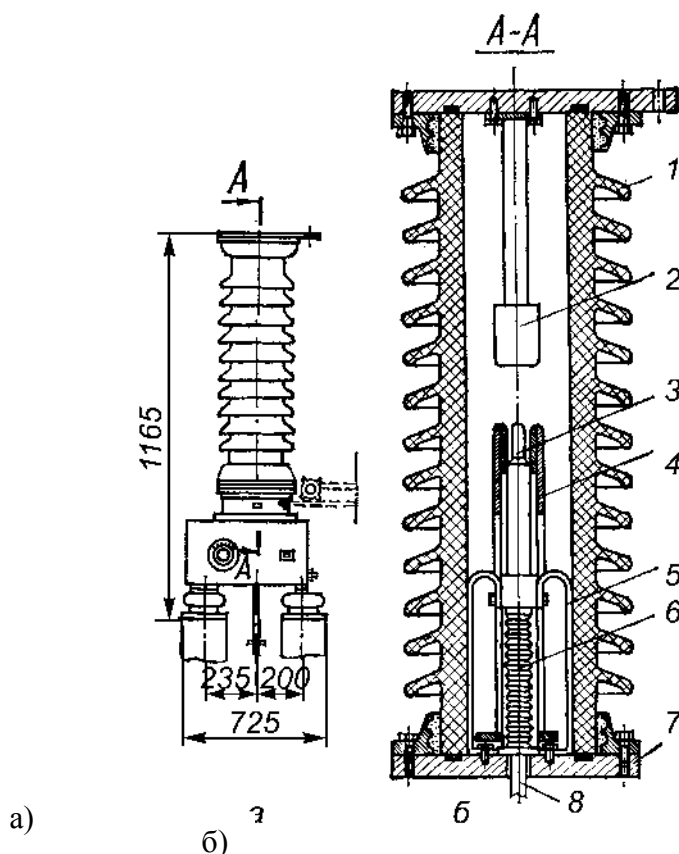


Рисунок 2.50 – Камера короткозамыкателя с элегазовым заполнением:

а) общий вид; б) – разрез: 1 – корпус; 2 – неподвижный контакт; 3 - подвижный контакт; 4 – обойма; 5 – гибкая связь; 6 – сильфон; 7 – фланец; 8 – тяга

Это позволяет уменьшить время срабатывания аппарата почти вдвое по сравнению с открытыми контактами.

Короткозамыкатели КЭ - 220 имеют две контактные камеры.

**Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей производится:**

- по номинальному напряжению  $U_{\text{ном.а}} > U_{\text{ном.у}}$
- по номинальному току  $I_{\text{ном.а}} > I_{\text{ном.у}}$
- по роду установки;
- по конструкции аппарата.

**Выбранные аппараты проверяются:**

- на термическую стойкость:  $B_K \leq I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}$ ,
- на электродинамическую стойкость:  $i_{\text{дин}} > I_y; I_{\text{дин}} > I_{\text{по}}$

**Вопросы для самопроверки:**

1. В каких случаях разрешается производить операции с разъединителем?
2. Перечислить случаи, когда допускается разъединителями отключать токи.
3. Чем отличается отделитель от разъединителя?
4. Когда применяется двухполюсный короткозамыкатель?
5. Почему разъединители не проверяются на отключающую способность?

## **8. Разрядники, Токоограничивающие реакторы**

**Тема лекции.** Средства ограничения напряжения и токов КЗ. Разрядники, Реакторы одинарные и сдвоенные, токоограничивающие реакторы одинарные и сдвоенные. Параметры, характеристики, области применения. Условия выбора.

### **8.1 Виды перенапряжений в электрических сетях**

Грозовые (атмосферные) перенапряжения возникают при прямом ударе молнии в линию электропередачи, либо индуцируются в проводах линии при близких разрядах молнии на землю или заземленные объекты. Они имеют

сравнительно малую длительность (единицы и десятки микросекунд, реже сотни микросекунд) и большие максимальные токи (обычно токи молнии не достигают 50 кА, а максимальные зарегистрированные токи молнии превышают 200 кА). Высокие скорости нарастания грозовых перенапряжений (крутизна фронта волн), возникающих на изоляции электрооборудования, и их максимальные значения представляют собой непосредственную опасность для изоляции даже при специальных мероприятиях по их ограничению (тросовая защита, молниеотводы, устройство заземлений с малым сопротивлением).

Коммутационные (внутренние) перенапряжения возникают при коммутациях в электросистеме, как плановых, так и аварийных, в результате резонансных явлений в системе и обусловлены перераспределением в ней электромагнитной и электростатической энергии. Коммутационные перенапряжения могут сопровождать включение и отключение линий, включение и отключение нагруженных и ненагруженных трансформаторов, реакторов, замыкания на землю и повторные зажигания дуги при неуспешных отключениях и пр. Максимальные значения и длительности коммутационных перенапряжений обуславливаются параметрами сети в данный момент времени. Эти перенапряжения принято характеризовать кратностью, т.е. отношением максимального перенапряжения к амплитуде наибольшего рабочего фазного напряжения сети  $U_{н.р.ф.}$ . В современных сетях (с учетом специальных мер по ограничению перенапряжений) кратность коммутационных перенапряжений лежит в пределах от 1,5 до 3. Для облегчения изоляции АВН принимаются меры к снижению кратности коммутационных перенапряжений. Так, в действующих в нашей стране сетях с напряжением 330 и 500 кВ перенапряжения ограничиваются уровнем  $2,7 U_{н.р.ф.}$  и  $2,5 U_{н.р.ф.}$ , а в сети 750 кВ – уровнем  $2,1 U_{н.р.ф.}$ . В проектируемых сетях 1150 кВ кратность перенапряжений принимается не превышающей 1,8. Длительность коммутационных перенапряжений составляет несколько сотых долей секунды.

Защита изоляции электрооборудования станций и подстанций, а также линий электропередач от грозовых и коммутационных перенапряжений осуществляется специальными АВН, которые называются разрядниками и ограничителями. Простейшим разрядником является искровой промежуток в

воздухе, например между двумя иглами, одна из которых присоединена к проводу линии электропередачи, а другая заземлена. Расстояние между иглами выбирается таким, чтобы электрическая прочность промежутка оказалась меньше электрической прочности защищаемой изоляции. При подходе волны перенапряжения к искровому промежутку (ИП) он будет пробит, и волна перенапряжения уйдет в землю. Однако после ухода волны перенапряжения в землю электрическая дуга, возникшая между иглами, не погаснет, а будет поддерживаться напряжением сети, к которой подключен этот ИП. Ток, проходящий через ИП, называемый сопровождающим током, по существу, является током КЗ. Этот ток должен быть прерван возможно быстрее тем или иным специальным устройством. При перенапряжениях перекрытие или пробой изоляции не может произойти мгновенно, так как для ионизации ИП необходимо некоторое время. Это время, т. е. время от подхода волны перенапряжения к ИП (от начала увеличения импульсного напряжения) до пробоя ИП, называется предразрядным временем. Предразрядное время находится в пределах от нескольких микросекунд до нескольких десятков микросекунд. Оно зависит от формы и полярности волны перенапряжения, рода изоляции и т. д. При положительной полярности волны предразрядное время несколько меньше, чем при отрицательной. Зависимость максимального разрядного напряжения от предразрядного времени, определенная при воздействии на ИП импульсов с линейным фронтом, но различного уровня, называется вольт-секундной характеристикой разрядника. При многократном пробое ИП пробивные напряжения несколько отличаются друг от друга, т. е. имеется разброс пробивного напряжения и, следовательно, вольт-секундная характеристика определяется некоторой зоной пробивных напряжений, характеризующихся верхней и нижней огибающими. Иногда она характеризуется средней линией в данной зоне. Вольт-секундная характеристика ИП должна быть возможно более пологой, чтобы пробивные напряжения как при малом предразрядном времени (менее 2 мкс), так и при большом были примерно одинаковы. Этим обеспечивается защитное действие разрядника при перенапряжениях любой длительности. Практически вольт-секундные характеристики ИП отличаются от идеальных. Для обеспечения надежной защиты изоляции электрооборудования верхняя огибающая вольт-секундной

характеристики разрядника должна быть расположена ниже нижней огибающей вольт-секундной характеристики защищаемой изоляции с определенным запасом. Разрядники по своему устройству разделяются на трубчатые и вентильные.

## **8.2 Трубчатые разрядники**

Трубчатый разрядник (ТР) представляет собой фибровую трубку, внутри которой находятся два электрода, образующие ИП. По концам трубки закреплены металлические колпачки. Один из них имеет в центре отверстие. ТР включается между проводом линии и землей параллельно защищаемой изоляции через дополнительный внешний искровой промежуток. Последний предохраняет фибру от постоянного воздействия высокого напряжения.

При подходе волны перенапряжения в ТР оба ИП пробиваются, и внутри разрядника возникает электрическая дуга, поддерживаемая рабочим напряжением сети. Под действием высокой температуры дуги с поверхности фибровой трубки выделяется большое количество газов, повышающих давление в полости ТР до 10 – 15 МПа. В результате возникает интенсивное газовое дутье изнутри трубки через ее открытый конец наружу, гасящее дугу сопровождающего тока.

Трубчатые разрядники (ГОСТ 11475–80) предназначены для защиты изоляции линии электропередачи от атмосферных перенапряжений и в совокупности с другими защитными средствами — для защиты изоляции электрооборудования станций и подстанций переменного тока (рисунок 2.51).

Основной частью ТР является трубка из материала, с поверхности которого под действием высокой температуры дуги выделяются газы. В зависимости от материала трубки выпускаются две серии трубчатых разрядников: винипластовые (РТВ) и фибробакелитовые (РТФ). На концах трубки 4 (из винипласта или фибробакелита) укреплены открытый 2 и закрытый 5 металлические наконечники. Одним электродом внутреннего искрового промежутка Iв является стальной стержень 10, ввернутый в наконечник 7. Другим электродом внутреннего ИП служит кольцевой электрод 11, представляющий собой стальную шайбу с отверстием в виде звездочки, прижатую к торцу трубки специальным кольцевым выступом 3 в наконечнике 2.

Наружный искровой промежуток  $I_c$  образован стальными стержневыми электродами 8 и 9. В открытом наконечнике находится ленточный регистратор срабатывания одноразового действия 1, свободный конец которого согнут и находится внутри открытого наконечника. В разрядниках РТФ-110 к открытому наконечнику присоединен раструб. К открытому наконечнику 2 приварен зажим 12 для заземления. К этому зажиму можно присоединять внешний электрод 9, а электрод 7 заземлять. Крепление ТР осуществляется двумя хомутами 6, которые могут надеваться на открытый или закрытый наконечник.

При подходе волны перенапряжения к ТР пробиваются внутренний и наружный ИП. Под действием дуги, горящей между электродами 10 и 11, стенка трубки 4 выделяет большое количество газа. Давление внутри трубки повышается, и возникает газоздушное дутье вдоль дуги, способствующее ее гашению. Длительность горения дуги не превышает одного-двух полупериодов при токах верхнего предела и трех-четырех полупериодов при токах нижнего предела.

В ТР ток промышленной частоты, проходящий через разрядник, ограничивается только сопротивлением линии и заземления. Поэтому ТР характеризуется током отключения, причем устанавливаются его верхний и нижний пределы. Нижний предел характеризует наименьший ток, при котором происходит надежное гашение дуги. Верхний предел тока определяется механической прочностью трубки.

Работа ТР сопровождается звуковым и световым эффектами, обусловленными выбросом раскаленных газов из трубки. Искровые промежутки (ИП), используемые в разрядниках (рисунок 2.52), служат для отделения нелинейного рабочего резистора от элементов электрической установки, находящихся под постоянным воздействием рабочего напряжения сети, для подключения НРР только в момент перенапряжения на ИП и для последующего гашения дуги сопровождающего тока. ИП должны:

1. Мало изменять свое пробивное напряжение в широком диапазоне предразрядного времени (от микросекунд до 20 мс), т. е. иметь по возможности горизонтальную вольт-секундную характеристику и иметь минимальный разброс пробивных напряжений. Пробивное напряжение ИП вовсе не должно изменяться или изменяться в нормируемых пределах после многократного



прохождения импульсных и сопровождающих токов, при колебаниях температуры окружающей среды, а также при воздействии тряски и ударов, которым разрядники подвергаются в эксплуатации и при транспортировке.

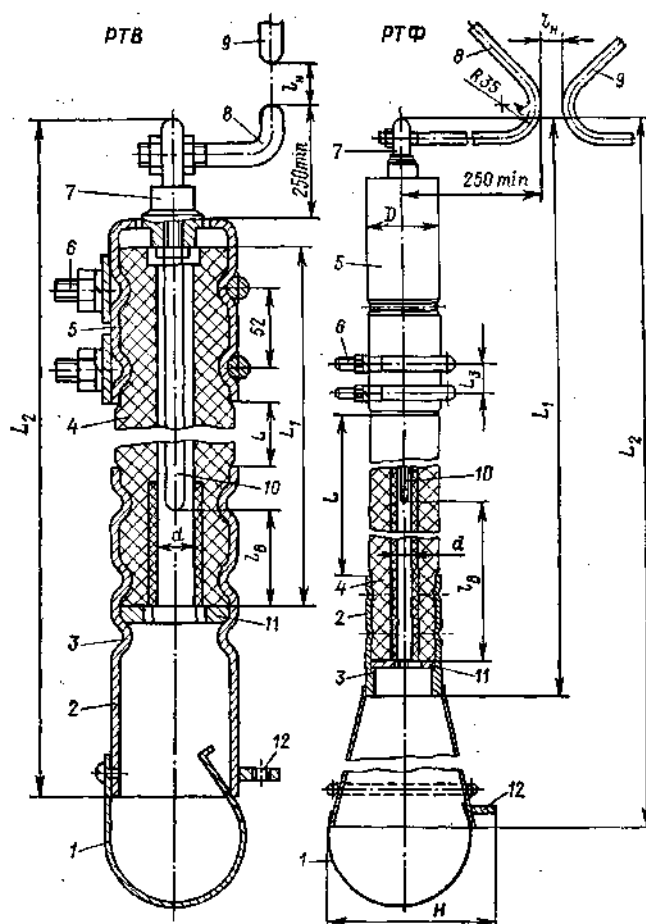


Рисунок 2.51 – Трубчатый разрядник

2. Надежно гасить дугу сопровождающего тока, как правило, при первом переходе его через нуль.

Однократный (единичный) ИП представляет собой воздушный промежуток между двумя электродами, выполненными из металла с хорошей теплопроводностью и с относительно невысокой температурой кипения.

Искровой промежуток типа РВС (рисунок 2.52,а) состоит из двух круглых латунных фигурных электродов 1 и кольцевой прокладки между ними 2 (из слюды, миканита или картона марки ЭВ).

Зона пробоя ИП находится в центральной части электродов. В этой зоне расстояние между электродами минимальное, около 1 мм, а поле между ними

плоскопараллельное и практически однородное. Зона пробоя удалена от изоляционной прокладки, а напряжение перекрытия между электродами по поверхности изоляционной прокладки превышает пробивное напряжение промежутка не менее чем на 40 – 50%. Такой ИП способен гасить дугу сопровождающего тока 80 – 90А. Дуга в ИП этого типа неподвижная, короткая, горящая между холодными электродами. Поэтому через несколько микросекунд после погасания дуги электрическая прочность промежутка увеличивается до нескольких вольт, а затем повышается уже более медленно и через 5 мс достигает 55 – 60 % первоначальной.

Среднее пробивное напряжение единичного ИП типа РВС составляет 2,8 – 3,2 кВ при напряжении 50 Гц (действующее значение).

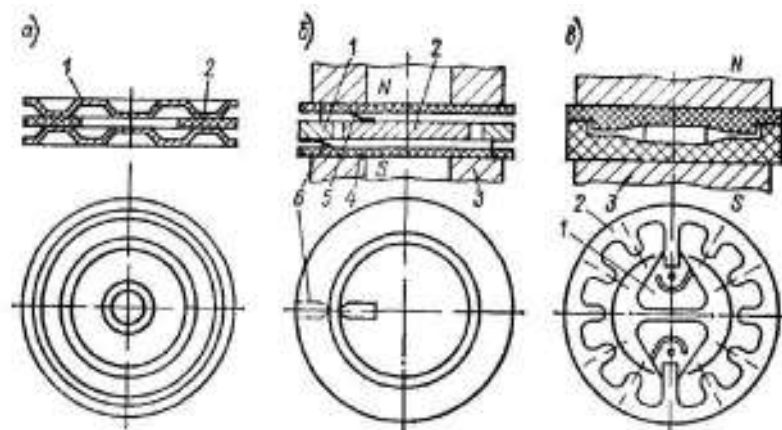


Рисунок 2.52 – Искровые промежутки отечественных разрядников

Искровой промежуток с вращающейся дугой типа ИПВД (рисунок 2.53,б) состоит из двух медных электродов, один из которых имеет форму плоского кольца 1 (наружный электрод), а другой – плоского диска 2 (внутренний электрод). Последний размещен небольшим эксцентриситетом внутри плоского кольцевого электрода. Таким образом, между обоими электродами образуется переменный кольцевой зазор. Наименьший зазор 0,8 мм. Эксцентриситет между электродами обеспечивает пробой ИП в зоне наименьшего зазора.

С обеих сторон электродов расположены тонкие дисковые изоляционные прокладки 4, находящиеся на небольшом расстоянии от электродов (1,5–2 мм). На этих прокладках установлены кольцевые постоянные магниты 3. Магнитные силовые линии поля, создаваемого этими магнитами, перпендикулярны как поверхности электродов 1 и 2, так и стволу дуги, возникающей при пробое

кольцевого зазора между этими электродами, в зоне его наименьшей ширины. Взаимодействие магнитного поля, создаваемого током дуги, с магнитным полем постоянных магнитов приводит дугу во вращение (в направлении, определяемом по правилу левой руки). Полированная поверхность медных электродов и удаленность изоляционных прокладок 4 от электродов способствует беспрепятственному вращению возникшей дуги в магнитном поле, облегчая ее гашение при первом переходе тока через нуль.

Успешное гашение дуги достигается: движением опорных точек дуги по холодным электродам, отсутствием торможения дуги, находящейся в своеобразном «чехле» из раскаленных газов, изоляционными прокладками, интенсивным охлаждением ствола дуги при быстром движении его в воздухе. Скорость вращения дуги зависит от тока в дуге, напряженности магнитного поля в зазоре, состояния поверхности и от материала электродов, а также от зазора. При импульсных токах вследствие их кратковременности дуга практически остается неподвижной. В продолжение сопровождающего тока дуга совершает 17– 20 оборотов вокруг внутреннего электрода.

ИП подобной конструкции с дугостойкими прокладками из электрокартона марки ЭВ гасит дугу сопровождающего тока 500 – 1000А. ИП тех же размеров, но с прокладкой из дугостойкого материала на основе кремнийорганического лака КМК-218 успешно гасит дугу сопровождающего тока 1500 А.

Подобные ИП с диаметрами электродов 64,5 и 67,5 мм и толщиной 4 мм с дугостойкими прокладками на основе кремнийорганического лака КМК-218 успешно гасят токи 2500 А и более.

Устойчивое движение дуги в таких промежутках происходит при магнитной индукции, не меньшей 0,04 Тл, а восстанавливаемая прочность ИП через 5 мс после погасания дуги достигает 75 – 80 % первоначальной прочности. Пробивное напряжение этих ИП примерно такое же, как у ИП типа РВС. При пробивном напряжении, меньшем 2 кВ, дуга не вращается.

Искровой промежуток типа РВРД (рисунок 2.52,с) состоит из круглой керамической камеры 2, двух медных электродов 1 толщиной 3 мм и двух постоянных кольцевых магнитов 3. Камера, выполненная из пористой дугостойкой керамики, имеет внутри пространство для размещения электродов, постепенно переходящее в узкую щель. Ширина щели в зависимости от

сопровождающего тока лежит в пределах от 0,7 до 4 мм. Постоянные магниты расположены с обеих сторон камеры и создают внутри камеры магнитное поле, направленное перпендикулярно стволу дуги.

Электроды расположены в одной плоскости, и минимальное расстояние между ними (пробивной промежуток) составляет 0,8 – 1,2 мм. Затем длина дуги существенно увеличивается. После пробоя промежутка опорные точки (основания) дуги под действием магнитного поля (магнитное дутье) перемещаются по расходящимся поверхностям электродов, и длина дуги увеличивается. Когда опорные точки дуги достигают крайнего положения, дуга продолжает удлиняться, втягиваясь все глубже внутрь камеры, и заходит в узкую щель. Длина дуги в момент, предшествующий гашению, достигает 120 – 150 мм, в то время как первоначальная длина дуги составляла 0,8 – 1,2 мм.

Магнитная индукция, создаваемая постоянными магнитами, должна быть достаточно большой, чтобы обеспечить надежное втягивание дуги в узкую щель. Однако при слишком большой магнитной индукции дуга будет очень быстро растягиваться, и падение напряжения на ней может превысить пробивную прочность промежутка, что приведет к повторному его пробоя. Поэтому в конструкции ИП предусмотрены меры, предотвращающие чрезмерное увеличение длины дуги.

ИП с растягивающейся дугой могут быть однополярными или двуполярными. В отечественных ВР применяются двуполярные ИП. В них направление движения дуги зависит от знака тока в момент пробоя ИП. Поэтому в двуполярных ИП электроды расположены по диаметру камеры и дуга в зависимости от направления тока втягивается в левую или в правую половину камеры.

Подобные искровые промежутки используются в разрядниках как переменного, так и постоянного тока. Они являются токоограничивающими, т. е. при прохождении через них сопровождающего тока падение напряжения на дуге составляет 15 – 20 % остающегося напряжения на разряднике.

### **8.3 Вентильный разрядник**

При возникновении перенапряжения пробиваются искровые промежутки, и импульсный ток через рабочий резистор уходит в землю. Сопровождающий

ток ограничивается рабочим резистором до значения, при котором дуга может быть погашена искровыми промежутками. Единичный промежуток способен отключить ток с амплитудой 80 – 100А при действующем восстанавливаемомся напряжении 1-1,5 кВ. Число искровых промежутков и число дисков резистора выбираются исходя их указанных условий. Дуга при этом погаснет за один полупериод.

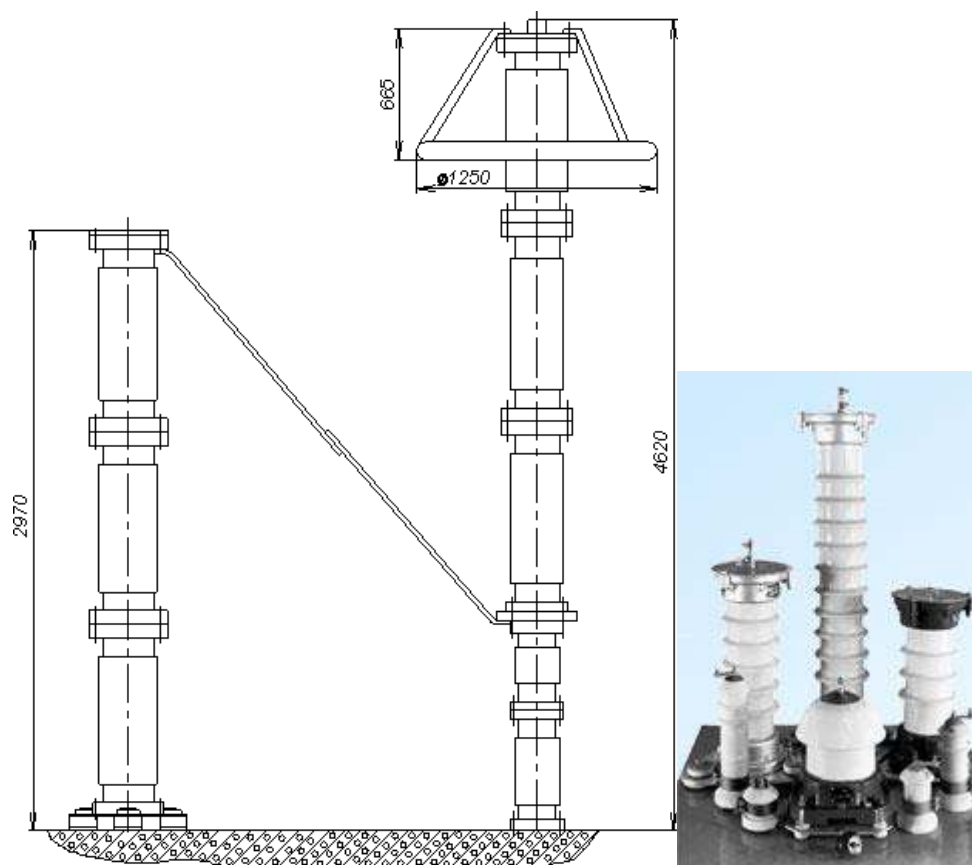


Рисунок 2.53 – Вентильный разрядник

Резистор из вилита характеризуется нелинейностью своего сопротивления. С ростом тока значение сопротивления падает. Это позволяет пропустить через резистор большой ток при малом падении напряжения (из-за этого разрядника получили название вентильных). Напряжение на разрядниках практически мало меняется в широком диапазоне изменения токов. По мере приближения тока к нулю сопротивление резко возрастает, снижает ток до нуля ранее его естественно перехода через нуль. Это обстоятельство облегчает гашение дуги в единичных искровых промежутках. Вентильные разрядники работают бесшумно и без какого-либо выброса газов и пламени. Для фиксации

числа срабатываний устанавливаются специальные (электромагнитные, электромеханические и др.) счетчики.

Вентильные разрядники выполняются на напряжения до 220 кВ и предназначены для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных перенапряжений. Они применяются в открытых и закрытых электроустановках с частотой 50 Гц. Разрядники на 3,6 и 10 кВ отличаются друг от друга только числом искровых промежутков и числом вилитовых резисторов, а также габаритами. Разрядники на номинальные напряжения 15,20 и 35 кВ состоят из одного стандартного элемента, разрядники на напряжение 60 кВ и выше – из трех и более соединенных последовательно стандартных элементов номинальным напряжением 15,20 или 35 кВ.

Вентильные разрядники после установки на месте монтажа испытываются в объеме, предусмотренном настоящим параграфом:

1. Измерение сопротивления элемента разрядника. Производится мегаомметром на напряжение 2,5кВ. Сопротивление изоляции элемента не нормируются. Для оценки изоляции сопоставляются измеренные значения сопротивлений изоляции элементов одной и той же фазы разрядника; кроме того, эти значения сравниваются с сопротивлением изоляции элементов других фаз комплекта или данными завода-изготовителя.

2 .Измерения тока проводимости (тока утечки). Допустимые токи проводимости( токи утечки) отдельных элементов вентильных разрядников приведены в таблице 1.8.32. ПУЭ.

3 .Измерение пробивных напряжений при промышленной частоте. Пробивное напряжение искровых промежутков элементов вентильных разрядников при промышленной частоте должно быть в пределах значений указанных в таблице 1.8.33. ПУЭ.

Измерение пробивных напряжений промышленной частоты разрядников с шунтирующими резисторами допускается производить на испытательной установке, позволяющей ограничить ток через разрядник до 0,1А и время приложения напряжения до 0,5 с.

## 8.4 Токоограничивающие реакторы

Реакторы служат для ограничения токов КЗ в мощных электроустановках, а также позволяют поддерживать на шинах определенный уровень напряжения при повреждениях за реакторами.

Основная область применения реакторов – электрические сети напряжением 6 –10 кВ. Иногда токоограничивающие реакторы используются в установках 35 кВ и выше, а также при напряжении ниже 1000 В.

Реактор представляет собой индуктивную катушку, не имеющую сердечника из магнитного материала. Благодаря этому он обладает постоянным индуктивным сопротивлением, не зависящим от протекающего тока.

Возможные схемы включения реакторов представлены на рисунке 2.54. Для мощных и ответственных линий может применяться индивидуальное реактирование (рисунок 2.54,а). Когда через реактор питается группа линий (например, в системе собственных нужд), его называют групповым (рисунок 2.54,б).

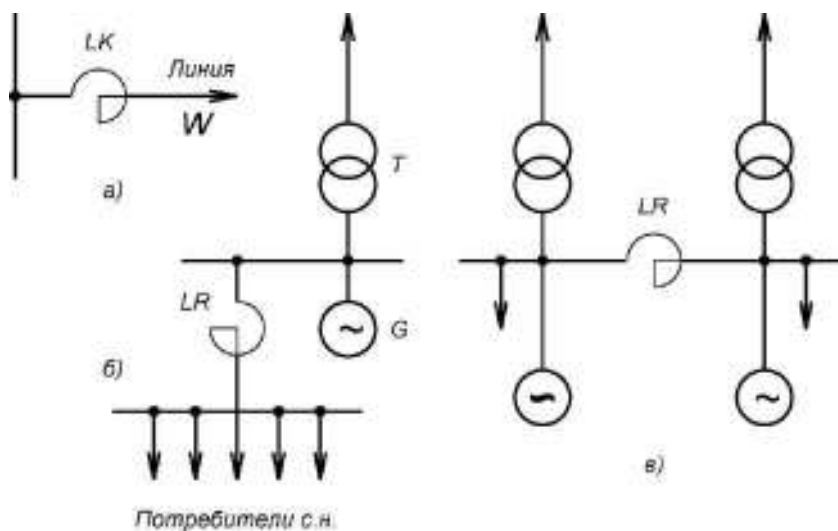


Рисунок 2.54 – Схемы включения реакторов

а – индивидуальное реактирование; б – групповой реактор; в – секционное реактирование

Реактор, включаемый между секциями распределительных устройств, называют секционным реактором (рисунок 2.54,в).

Основным параметром реактора является его индуктивное сопротивление  $X_p = \omega \cdot L$ , Ом. В некоторых каталогах приводится

$$X_{p\%} = \frac{X_p I_{\text{НОМ}} \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100,$$

где  $I_{\text{НОМ}}$  — номинальный ток реактора, А;  $U_{\text{НОМ}}$  — номинальное напряжение, реактора, В.

Эффект ограничения тока и поддержания остаточного напряжения на шинах при КЗ за реактором иллюстрируется рисунок 2.55.

Поддержание более высокого уровня остаточного напряжения благоприятно сказывается на потребителях электроэнергии, питающихся от того же источника, что и поврежденная цепь. С учетом этого в режиме КЗ целесообразно иметь возможно большее значение индуктивного сопротивления  $X_p$ .

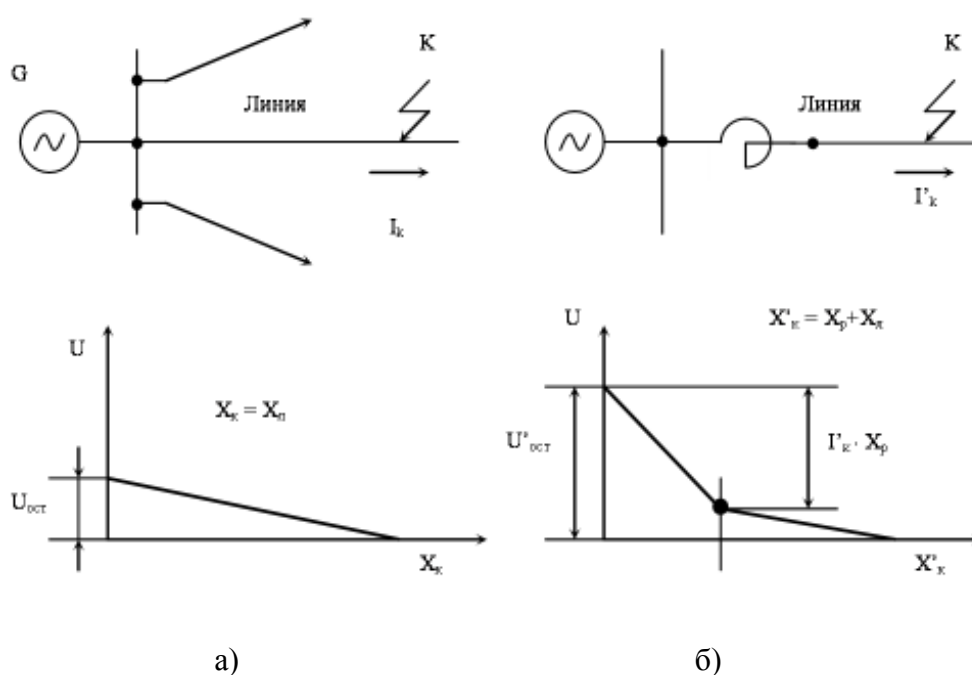


Рисунок 2.55 – Ограничение тока КЗ и поддержание напряжения на шинах при помощи реакторов: напряжение на шинах при отсутствии (а) и наличии (б) реактора



Однако по условиям работы электроустановки в нормальном режиме чрезмерно увеличивать сопротивление реактора нельзя из-за одновременного увеличения потери напряжения в реакторе при протекании рабочего тока.

Особенно это заметно при использовании реакторов в качестве групповых и индивидуальных. Допустимая потеря напряжения в реакторе обычно не превышает 1,5-2%.

Значительная потеря напряжения в нормальном режиме работы цепи не позволяет устанавливать индивидуальные и групповые реакторы большого сопротивления. Ограничений по потере напряжения в нормальном режиме работы нет в случае секционного реактора, поэтому его сопротивление может быть взято существенно большим, чем в случае индивидуального или группового реактора. На случай режимов, отличных от нормального, может быть применено временное шунтирование реактора. В настоящее время наибольшее распространение получили бетонные реакторы с алюминиевой обмоткой марки РБ (рисунок 2.56). Алюминиевые проводники обмотки реакторов покрываются несколькими слоями кабельной бумаги и хлопчатобумажной оплеткой. Обмотка наматывается на специальный каркас, а затем в определенных местах заливается бетоном.

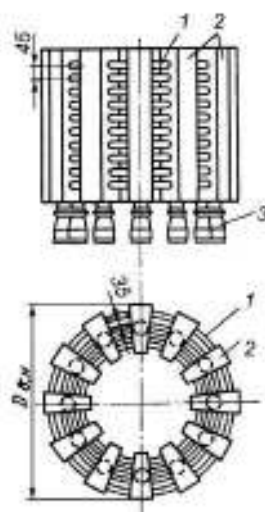


Рисунок 2.56 – Фаза реактора серии РБ:

1– обмотка реактора, 2 – бетонные колонны, 3 – опорные изоляторы

Бетонные реакторы выпускаются отечественной промышленностью на номинальные токи до 4000А и изготавливаются для вертикальной, горизонтальной и ступенчатой установки (рисунок 2.57).

В обмотках реактора при протекании по ним тока имеют место потери активной мощности, составляющие обычно 0,1 – 0,2% проходной мощности. При номинальном токе более 1000 А эти потери настолько значительны, что требуется выполнять искусственное охлаждение реактора.

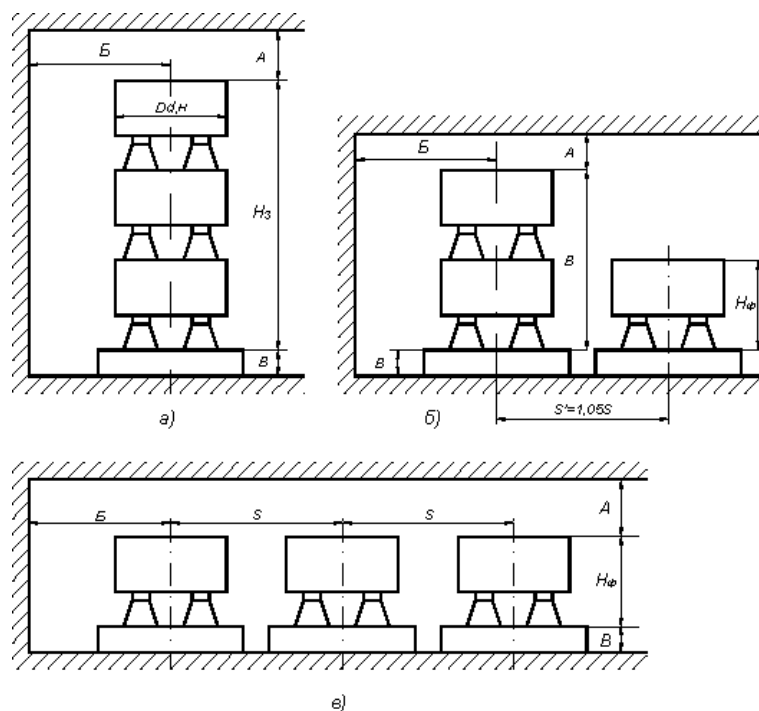


Рисунок 2.57 – Способы монтажа реакторов: а – вертикальный монтаж, б – ступенчатый, в – горизонтальная установка фаз.

### Сдвоенные реакторы

Наряду с реакторами обычной конструкции в электроустановках находят применение сдвоенные реакторы. Конструктивно они подобны обычным реакторам, но от средней точки обмотки имеется дополнительный вывод. В случае применения сдвоенных реакторов источник может быть присоединен к средней точке, а потребители — к крайним, или наоборот (рисунок 2.57).

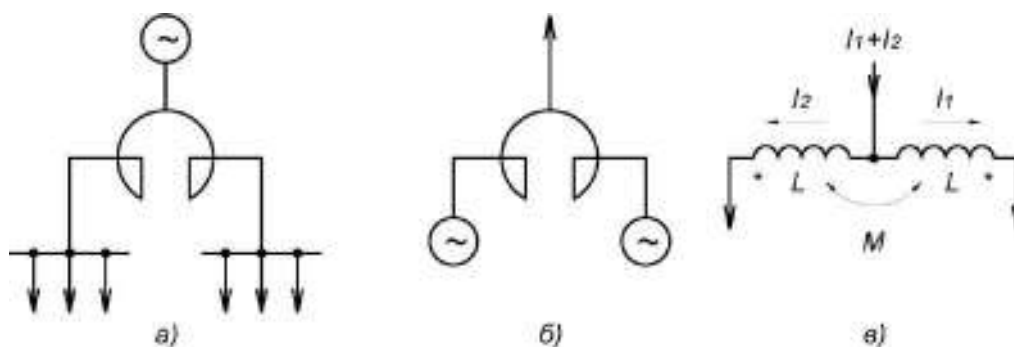


Рисунок 2.58 – Сдвоенный реактор: а) и б) – схемы включения; в) – электрическая схема

Преимуществом сдвоенного реактора является то, что в зависимости от схемы включения и направления токов в обмотках индуктивное сопротивление его может увеличиваться или уменьшаться. Это свойство сдвоенного реактора обычно используется для уменьшения падения напряжения в нормальном режиме и ограничения токов при КЗ.

Ветви реактора выполняют на одинаковый номинальный ток  $I_{\text{НОМ}}$ , а средний вывод — на удвоенный номинальный ток ветви  $2I_{\text{НОМ}}$ . За номинальное сопротивление сдвоенного реактора принимают сопротивление ветви обмотки при отсутствии тока в другой ветви:

$$X_p = X_v = \omega \cdot L$$

Или

$$X_{p\%} = X_{v\%} = \frac{X_v \cdot I_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{3} \cdot 100}{U_{\text{НОМ}}},$$

где  $L$  - индуктивность ветви реактора (индуктивности ветвей в реакторе обычно равны между собой).

Особенности сдвоенного реактора определяются наличием магнитной связи между ветвями каждой фазы (взаимной индуктивности  $M$ ). С учетом взаимной индуктивности потеря напряжения в ветви реактора при подключении источника к средней точке определится как

$$\Delta U_p = I_1 \cdot \omega \cdot L \cdot \sin \varphi - I_2 \cdot \omega \cdot M \cdot \sin \varphi.$$

Отсюда видно, что за счет взаимной индуктивности потеря напряжения в сдвоенном реакторе меньше, чем в случае обычного реактора с таким же индуктивным сопротивлением. Это обстоятельство позволяет эффективно использовать сдвоенный реактор в качестве группового.

В процессе эксплуатации целесообразно стремиться к равномерной нагрузке ветвей ( $I_1=I_2=I$ ). Тогда для каждой из них будут созданы одинаковые условия:

$$\Delta U_p = (I \cdot \omega \cdot L - I \cdot \omega \cdot M) \cdot \sin \varphi = I \cdot \omega \cdot L \cdot (1 - k_{CB}) \cdot \sin \varphi$$

где  $k_{CB} = M/L$  – коэффициент связи обмоток реактора. Обычно выполняют реактор с  $k_{CB} = 0,4 - 0,6$ .

Если  $X_B = \omega \cdot L$ , то в соответствии с формулой выше можно записать соотношение:

$$X'_B = X_B \cdot (1 - k_{CB}) \quad ,$$

где  $X'_B$  — индуктивное сопротивление ветви реактора с учетом взаимной индукции. При  $k_{CB}=0,5$  и соответственно сопротивлению  $X'_B=0,5X_B$  следует, что потеря напряжения в сдвоенном реакторе при указанных выше условиях получается вдвое меньше по сравнению с обычным реактором. При КЗ одной из ветвей реактора (рисунок 2.59,а) ток в ней значительно превышает ток в неповрежденной ветви. Относительное влияние взаимной индуктивности уменьшается, и потеря напряжения в реакторе, а также эффект токоограничения, определяются в основном лишь собственным индуктивным сопротивлением ветви  $X_B=\omega \cdot L$ .

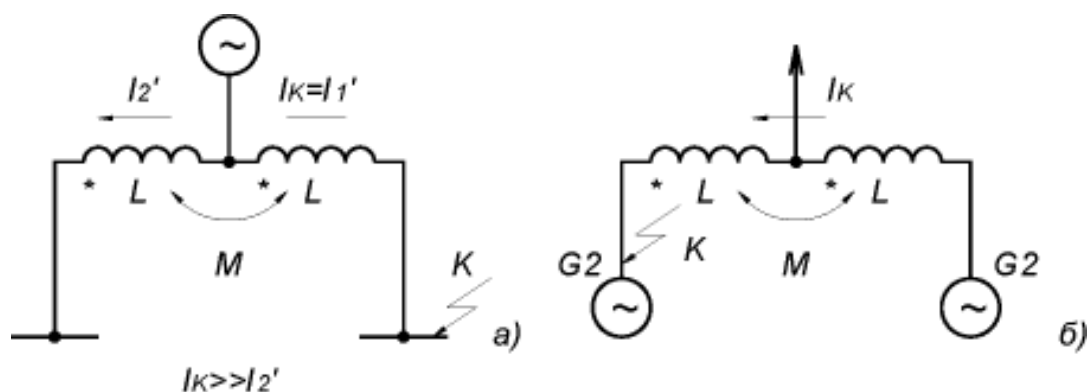


Рисунок 2.59 – Работа сдвоенного реактора в режиме КЗ:

а – при одном генераторе; б – при двух генераторах

Таким образом, сопротивление реактора в режиме КЗ возрастает при  $k_{CB} = 0,5$  примерно в 2 раза по сравнению с нормальным режимом. При использовании сдвоенного реактора по схеме рисунок 2.59,б выявляется

дополнительное его свойство. При КЗ на выводах генератора G2 ток от генератора G1 протекает по ветвям в одном направлении. Взаимная индуктивность ветвей действует здесь согласно с собственной индуктивностью обмоток, и сквозное сопротивление реактора будет равно:

$$X_{СКВ} = 2 \cdot \omega \cdot L + 2 \cdot \omega \cdot M = 2 \cdot \omega \cdot L \cdot (1 + k_{CB}) = 2 \cdot X_B \cdot (1 + k_{CB})$$

При  $k_{CB} = 0,5$   $X_{СКВ} = 3X_B$ , обеспечивая значительный токоограничивающий эффект.

При расчете токов КЗ сдвоенный реактор представляют трехлучевой схемой замещения, показанной на рисунке 2.60.

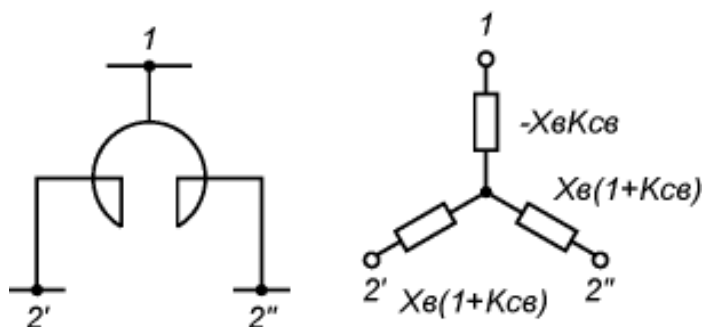


Рисунок 2.60 – Схема замещения сдвоенного реактора для расчета токов КЗ

В электроустановках находят широкое применение сдвоенные бетонные реакторы с алюминиевой обмоткой для внутренней и наружной установки типа РБС.

### Выбор реакторов

Реакторы выбирают по номинальному напряжению, току и индуктивному сопротивлению.

Номинальное напряжение выбирают в соответствии с номинальным напряжением установки. При этом предполагается, что реакторы должны длительно выдерживать максимальные рабочие напряжения, которые могут иметь место в процессе эксплуатации. Допускается использование реакторов в электроустановках с номинальным напряжением, меньшим номинального напряжения реакторов.

Номинальный ток реактора (ветви сдвоенного реактора) не должен быть меньше максимального длительного тока нагрузки цепи, в которую он включен:

$$I_{НОМ} \geq I_{МАХ}.$$

Для шинных (секционных) реакторов номинальный ток подбирается в зависимости от схемы их включения. Индуктивное сопротивление реактора определяют, исходя из условий ограничения тока КЗ до заданного уровня. В большинстве случаев уровень ограничения тока КЗ определяется по коммутационной способности выключателей, намечаемых к установке или установленных в данной точке сети. Как правило, первоначально известно начальное значение периодического тока КЗ  $I_{П0}$ , которое с помощью реактора необходимо уменьшить до требуемого уровня. Рассмотрим порядок определения сопротивления индивидуального реактора. Требуется ограничить ток КЗ так, чтобы можно было в данной цепи установить выключатель с номинальным током отключения  $I_{НОМ,ОТК}$  (действующее значение периодической составляющей тока отключения). По значению  $I_{НОМ,ОТК}$  определяется начальное значение периодической составляющей тока КЗ, при котором обеспечивается коммутационная способность выключателя. Для упрощения обычно принимают  $I_{П0,ТРЕБ}=I_{НОМ,ОТК}$ .

Результирующее сопротивление. Ом, цепи КЗ до установки реактора можно определить по выражению

$$X_{РЕЗ} = \frac{U_{СР}}{\sqrt{3} \cdot I_{П,0}}$$

Требуемое сопротивление цепи КЗ для обеспечения  $I_{П,0,ТРЕБ}$

$$X_{РЕЗ}^{ТРЕБ} = \frac{U_{СР}}{\sqrt{3} \cdot I_{П,0,ТРЕБ}}$$

Разность полученных значений сопротивлений даст требуемое сопротивление реактора

$$X_{Р}^{ТРЕБ} = X_{РЕЗ}^{ТРЕБ} - X_{РЕЗ}$$

Далее по каталожным и справочным материалам выбирают тип реактора с ближайшим большим индуктивным сопротивлением.

Сопротивление секционного реактора выбирается из условий наиболее эффективного ограничения токов КЗ при замыкании на одной секции. Обычно

оно принимается таким, что падение напряжения на реакторе при протекании по нему номинального тока достигает 0,08 – 0,12 номинального напряжения.

В нормальных же условиях длительной работы ток и потери напряжения в секционных реакторах значительно ниже.

Аналогично выбирается сопротивление групповых и сдвоенных реакторов. В последнем случае определяют сопротивление ветви сдвоенного реактора  $X_p = X_v$ .

Выбранный реактор следует проверить на электродинамическую и термическую стойкость при протекании через него тока КЗ.

Электродинамическая стойкость реактора гарантируется при соблюдении следующего условия:

$$i_{\text{дин}} \geq i_y^{(3)}$$

где  $i_y^{(3)}$  – ударный ток при трехфазном КЗ за реактором;  $i_{\text{дин}}$  – ток электродинамической стойкости реактора, т.е. максимальный ток (амплитудное значение, при котором не наблюдается остаточной деформации обмоток иногда в каталогах этот ток обозначается как  $i_{\text{max}}$ )

Термическая стойкость реактора характеризуется заводом-изготовителем величиной  $t_{\text{тер}}$  – временем термической стойкости и среднеквадратичным током термической стойкости  $I_{\text{ТЕР}} = i_{\text{дин}}/2,54$ . Поэтому условие термической стойкости реактора имеет вид:

$$B_K^{3AB} = I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_K ,$$

где  $B_K$  - расчетный импульс квадратичного тока при КЗ за реактором.

При соблюдении указанного условия нагрев обмотки реактора при КЗ не будет превышать допустимого значения.

### **Вопросы для самопроверки:**

1. Какие средства применяются для защиты изоляции электроустановок от перенапряжений?
2. В чем преимущество сдвоенных реакторов перед одинарными?
3. Назовите основные параметры токоограничивающих реакторов.
4. Изобразите схему применения группового реактора.

## **9. Измерительные трансформаторы**

**Тема лекции.** Измерительные трансформаторы и устройства. Трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, емкостные делители напряжения. Сведения о конструкциях. Параметры, схемы замещения, векторные диаграммы, схемы включения. Области применения. Условия выбора.

## 9.1 Трансформаторы тока

Трансформатором тока называется трансформатор, в котором при нормальных условиях работы вторичный ток практически пропорционален первичному току и фазовый сдвиг между ними близок к нулю. Хотя такое определение и принято в ГОСТ 18685-73, но оно искажает физическую сущность преобразования тока. В трансформаторе тока фазовый сдвиг первичного тока относительно вторичного всегда близок к  $180^\circ$ .

Первичная обмотка трансформатора тока 1 (рисунок 2.61) включается в цепь последовательно (в рассечку токопровода высокого напряжения 4, т. е. постоянно обтекается током линии  $I_1$ ). К вторичной обмотке 2 подключаются измерительные приборы или реле. Первичную обмотку совместно с цепью высокого напряжения называют *первичной цепью*, а внешнюю цепь, получающую информацию от вторичной обмотки трансформатора тока 2 (т. е. нагрузку и соединительные провода), называют *вторичной цепью*. Цепь, образуемая вторичной обмоткой и присоединенной к ней вторичной цепью, называется *ветвью вторичного тока*. Первичная обмотка 1 и вторичная 2 электрически не связаны между собой.

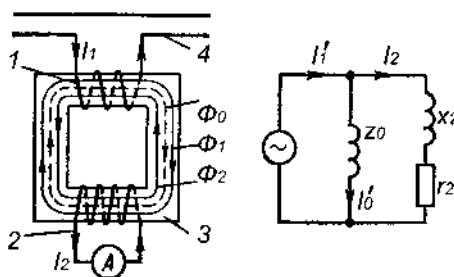


Рисунок 2.61 – Принципиальная схема трансформатора тока и схема его замещения



Они изолированы друг от друга на полное рабочее напряжение. Так как обе обмотки намотаны на общий магнитопровод, то они являются магнитосвязанными.

В трансформаторах тока высокого напряжения первичная обмотка изолирована от вторичной (от земли) на полное рабочее напряжение. Один конец вторичной обмотки обычно заземляется. Поэтому она имеет потенциал, близкий к потенциалу земли.

Трансформатор тока осуществляет:

1) преобразование переменного тока любого значения в переменный ток, приемлемый по значению для непосредственного измерения с помощью стандартных измерительных приборов или для работы реле защиты;

2) изоляцию измерительных приборов и защитных реле, к которым имеет доступ обслуживающий персонал, от цепи высокого напряжения.

Классификация трансформаторов тока производится по следующим основным признакам:

– *по месту установки*: а) на открытом воздухе (категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69; б) в закрытом помещении (категории размещения 3 и 4); в) в полостях электрооборудования.

– *по способу установки*: проходные, используемые в качестве вводов и устанавливаемые в проемах перегородок, стен или потолков; опорные, устанавливаемые на опорной плоскости; встроенные, размещаемые в полостях различного электрооборудования.

– *по числу ступеней трансформации*: одноступенчатые, каскадные (многоступенчатые).

– *по выполнению первичной обмотки*: одновитковые, многовитковые.

– *по назначению вторичных обмоток*: для измерения, для защиты, для измерения и защиты.

– *по числу коэффициентов трансформации*: с одним коэффициентом; с несколькими коэффициентами трансформации, получаемыми изменением числа витков первичной или вторичной обмотки или обеих обмоток либо применением нескольких вторичных обмоток с различным числом витков, соответствующих различным номинальным токам.

## Основные параметры трансформатора тока

1. *Номинальный вторичный ток*  $I_{2\text{НОМ}}$  – указываемый в паспорте трансформатора тока ток, проходящий по вторичной обмотке; принимается равным 1 или 5 А, причем ток 1 А – только для трансформатора тока с номинальным первичным током до 4000 А. По согласованию с заказчиком допускается изготовление трансформаторов тока с номинальным вторичным током 2 или 2,5 А.

2. *Коэффициент трансформации* – отношение первичного тока ко вторичному. Применяются две величины; действительный коэффициент трансформации  $n_d$ , равный отношению действительного первичного тока к действительному вторичному току, и номинальный коэффициент трансформации  $n_{\text{НОМ}}$ , равный отношению номинального первичного тока  $I_{1\text{НОМ}}$  к номинальному вторичному току  $I_{2\text{НОМ}}$ .

Если пренебречь потерями энергии при преобразовании тока, то

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{\omega_2}{\omega_1} = n_d ; \quad \frac{I_{1\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}} = n_{\text{НОМ}}$$

3. *Вторичная нагрузка*  $z_{2\text{Н}}$  или  $S_{2\text{Н}}$  - полное сопротивление или мощность его внешней вторичной цепи, выраженные соответственно в Омах или в вольт-амперах с указанием коэффициента мощности  $\cos\varphi_2$ . Вторичная нагрузка с  $\cos\varphi_2=0,8$ , при которой гарантируется установленный класс точности трансформатора тока или предельная кратность первичного тока относительно его номинального значения, называется номинальной вторичной нагрузкой трансформатора тока.

Для отечественных трансформаторов тока установлены следующие значения номинальной вторичной нагрузки  $S_{2\text{Н. НОМ}}$  (в вольт-амперах) при  $\cos\varphi_2=0,8$ : 1; 2; 2,5; 3; 5; 7,5; 10; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 75; 90; 100; 120.

Соответствующие значения номинальной вторичной нагрузки в Омах определяются выражением  $z_{2\text{Н. НОМ}} = S_{2\text{Н. НОМ}} / I_{2\text{НОМ}}^2$ .

### 4. Погрешности трансформатора тока.

Первичный ток  $I_1$  проходя по первичной обмотке 1 (рисунок 2.62), создает в магнитопроводе 3 переменный магнитный поток  $\Phi_1$  который, пересекая витки

вторичной обмотки, индуцирует в ней ЭДС. Если к вторичной обмотке присоединена нагрузка, то во вторичной обмотке и во вторичной цепи будет проходить вторичный ток  $I_2$ , имеющий направление, обратное направлению тока  $I_1$ . Вторичный ток  $I_2$  создает магнитный поток  $\Phi_2$ , направленный встречно потоку  $\Phi_1$ . В результате сложения магнитных потоков  $\Phi_1$  и  $\Phi_2$  в магнитопроводе устанавливается результирующий магнитный поток  $\Phi_0 = \Phi_1 - \Phi_2$ , составляющий несколько процентов потока  $\Phi_1$ .

Векторная диаграмма (рисунок 2.62) показывает соотношения между отдельными параметрами трансформатора тока.

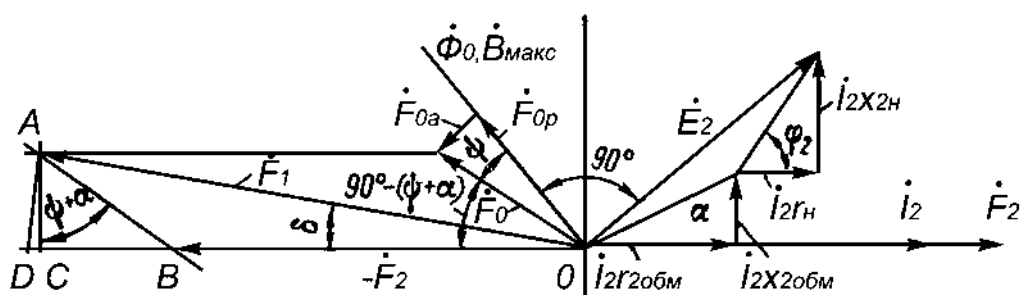


Рисунок 2.62 – Векторная диаграмма трансформатора тока

Вправо от точки О отложены вектор тока  $I_2$  (и пропорциональный ему вектор  $F_2$ ) и вектор активной составляющей падения напряжения на вторичной обмотке  $I_2 r_{2обм}$ .

Из конца вектора индуктивной составляющей падения напряжения на вторичной обмотке  $I_2 X_{2обм}$  отложен вектор активной составляющей падения напряжения на вторичной нагрузке  $I_2 r_{2н}$ , а из конца последнего – вектор индуктивной составляющей падения напряжения на вторичной нагрузке  $I_2 X_{2н}$ .

Замыкающий вектор соответствует ЭДС вторичной обмотки  $E_2$ . Угол между  $E_2$  и  $I_2$  равен  $\alpha$ . Магнитный поток  $\Phi_0$  и совпадающая с ним магнитная индукция опережают создаваемую им ЭДС на  $90^\circ$ . Вектор полной ЭДС намагничивания  $F_0$  опережает векторы  $\Phi_0$  и  $B_{макс}$  на угол  $\psi$ , который характеризует отношение активной составляющей МДС намагничивания в магнитопроводе  $F_{0a}$  индуктивной составляющей. Вектор первичной МДС  $F_1$  равен геометрической сумме векторов  $F_0$  и  $F_2$  (последний повернут на  $180^\circ$ ). Вектор  $F_1$  несколько больше вектора  $F_2$ . Угол между векторами  $F_1$  и  $F_2$  будет

несколько меньше  $180^\circ$ . Следовательно, реальный трансформатор тока вносит некоторую погрешность как в измеряемое значение (токовая погрешность), так и в фазу вторичного тока (угловая погрешность).

Токовая погрешность определяется как арифметическая разность действительного вторичного тока  $I_2$  и приведенного к вторичной цепи первичного тока  $I_1/n_{\text{НОМ}}$ , выраженная в процентах приведенного к вторичной цепи действительного первичного тока:

$$f_i = \frac{I_2 - I_1/n_{\text{НОМ}}}{I_1/n_{\text{НОМ}}} 100.$$

Токовая погрешность, соответствующая номинальным параметрам, называется номинальной токовой погрешностью

$$f_{i_{\text{НОМ}}} = 100(I_2 n_{\text{НОМ}} - I_{1\text{НОМ}})/I_{1\text{НОМ}}.$$

Угловой погрешностью  $\delta_i$  называется угол между векторами  $I_1$  и  $I_2$  при таком выборе их направлений, чтобы для идеального трансформатора тока этот угол равнялся нулю, т. е. это угол между вектором  $I_1$  и повернутым на  $180^\circ$  вектором  $I_2$ . Угловая погрешность выражается в минутах или в сантирадианах и считается положительной, если вектор  $I_2$ , повернутый на  $180^\circ$ , опережает вектор  $I_1$ . Компенсация погрешностей осуществляется: 1) спрямлением кривой намагничивания; 2) созданием нулевого потока; 3) подмагничиванием магнитопровода и 4) подмагничиванием полями рассеяния.

5. *Номинальный класс точности* трансформатора тока для измерений численно равен токовой погрешности данного трансформатора тока при первичном токе, равном 100 – 120% номинального при номинальной вторичной нагрузке. Измерительные трансформаторы тока разделены на шесть классов точности в соответствии с предельными погрешностями при определенных условиях работы. Трансформаторы тока, предназначенные для лабораторных измерений, должны отвечать классу точности 0,2; трансформаторы тока, предназначенные для присоединения счетчиков, – классу 0,5; для присоединения щитовых приборов, могут быть использованы трансформаторы тока классов 1 и 3; для релейной защиты трансформаторы тока классов 3 и 10.

## **Режимы работы трансформаторов тока**

Трансформаторам тока приходится работать в различных режимах, имеющих место в электрической цепи, а именно в установившемся и переходном режимах.

*Установившимся* называют режим работы трансформатора тока, при котором токи в первичной и вторичной обмотках не содержат затухающих свободных периодических и апериодических составляющих. Одним из видов установившегося режима является нормальный режим работы трансформатора тока, при котором первичный и вторичный токи, погрешности различных видов и напряжения между обмотками трансформатора тока не превышают длительно допустимых при заданных условиях эксплуатации. К установившемуся режиму относится также трансформация тока КЗ или другого тока, отличающегося от рабочего тока установки, после затухания свободных составляющих.

*Переходным режимом* работы трансформатора тока называют электромагнитный процесс, возникающий при переходе от одного режима к другому вследствие резкого изменения первичного тока или нагрузки (например, при КЗ или коммутациях в первичной цепи либо при внезапном замыкании накоротко ветви вторичного тока). При переходном режиме в первичной и вторичной обмотках трансформатора тока проходят свободные затухающие составляющие токов.

При правильном выборе трансформатора тока токи в его обмотках ни при установившихся, ни при переходных режимах не должны превышать допустимые по термической и динамической стойкости. При этом погрешности различных видов также не должны превышать установленных для этих режимов значений.

Основным режимом работы трансформатора тока для измерений является нормальный режим, в котором трансформатор тока должен обеспечить пропорциональное воспроизведение первичного тока с наименьшими погрешностями как модуля, так и фазы.

Работа большей части трансформатора тока для защиты начинается лишь с момента возникновения в линии или в оборудовании аварийного

состояния, характеризующегося током перегрузки или током КЗ, в несколько раз превосходящим рабочий ток линии.

Различают предельную кратность первичного тока по отношению к его номинальному значению, номинальную предельную кратность и кратность насыщения.

*Предельная кратность*  $K_{10}$  - наибольшая кратность первичного тока по отношению к его номинальному значению, при которой полная токовая погрешность трансформатора тока при заданной вторичной нагрузке не превышает 10 %.

*Номинальная предельная кратность*  $K_{10H}$  соответствует предельной кратности трансформатора тока при номинальной вторичной нагрузке.

*Кратность насыщения* представляет собой отношение первичного тока к его номинальному значению, обеспечивающее при заданной вторичной нагрузке индукцию в магнитопроводе трансформатора тока, близкую к индукции насыщения.

### **Выбор трансформаторов тока**

Выбор трансформатора тока при проектировании РУ заключается в выборе типа трансформатора, определении ожидаемой нагрузки и сопоставлении ее с номинальной, проверке на электродинамическую и термическую стойкость.

При выборе номинального первичного тока следует исходить из значения рабочего тока утяжеленного режима. В некоторых случаях приходится выбирать трансформатор тока с номинальным первичным током, значительно превосходящим рабочий ток присоединения, чтобы обеспечить электродинамическую и термическую стойкость трансформатора. В свою очередь это приводит к увеличению погрешностей трансформатора тока.

Электродинамическую стойкость трансформатора тока характеризуют током динамической стойкости  $i_{дин}$  или отношением этого тока к амплитуде номинального первичного тока, т.е. кратностью:

$$K_{дин} = i_{дин} / \sqrt{2} I_{ном}$$

*Трансформаторы тока выбирают:*

- по номинальному напряжению;
- по номинальному току;
- по классу точности (в соответствии с назначением трансформатора);
- по конструкции.

*Трансформаторы тока проверяются :*

- по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} = K_{дин} / \sqrt{2} I_{ном},$$

$$i_{уд} < i_{дин},$$

(электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин РУ, поэтому такие трансформаторы тока на электродинамическую стойкость не проверяют);

- по термической стойкости:

$$B_k < I_{тер}^2 t_{тер}$$

$$\text{или } B_k < (K_{тер} I_{ном})^2 t_{тер},$$

где  $B_k$  – интеграл Джоуля (тепловой импульс);

$K_{тер} = I_{тер} / I_{ном}$  – кратность тока термической стойкости;

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 < Z_{2ном},$$

где  $Z_{2ном}$  – допустимая нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в заданном классе точности;

$Z_2$  – расчетная вторичная нагрузка трансформатора тока.

Вторичная нагрузка складывается из сопротивления проводов, сопротивления контактов и сопротивления измерительных приборов.

### **Магнитопроводы и обмотки**

Магнитопроводы изготавливаются из тонколистовой электротехнической стали марок 3413 и 3414 по ГОСТ 21427.0-75 и 21427.3-75, получившей наиболее широкое применение. Эта сталь изготавливается в виде рулонов, ленты или листов и имеет с одной стороны электроизоляционное термостойкое покрытие толщиной не более 5 мкм. Для магнитопроводов высокочастотных трансформаторов тока применяется сталь марки 1521, имеющая меньшие потери.

Магнитопроводы выполняются спиральными или пластинчатыми.

Спиральный (кольцевой или овальный) магнитопровод образуется путем намотки с натяжением рулонной ленты (или полос) из электротехнической стали на цилиндрическую или овальную оправку. Для предотвращения разматывания магнитопровода начало и конец ленты привариваются к ее предыдущим виткам в нескольких точках.

Пластинчатые магнитопроводы состоят из большого числа прямоугольных или Г-образных пластин. При сборке магнитопроводов пластины должны укладываться таким образом, чтобы стыки пластин в соседних слоях не совпадали, а перекрывались пластиной следующего слоя. Пластинчатый магнитопровод стягивается угольниками или планками посредством шпилек, пропущенных через отверстия в пластинах или расположенных снаружи пластин.

Первичная обмотка изготавливается из жестких или гибких проводников. Материал проводников (медь, алюминий) выбирается по конструктивным и технологическим соображениям. Первичная обмотка стержневых и шинных трансформаторов тока выполняется из жестких проводников прямоугольного или круглого (сплошного или трубчатого) поперечного сечения. В многовитковых трансформаторах тока она выполняется из гибкой ленты или гибких проводников, например обмоточным проводом ЛВДО. Площадь поперечного сечения проводников определяется номинальным током, током термической и динамической стойкости трансформатора тока и условиями охлаждения обмотки.

Основная изоляция первичной обмотки, т. е. изоляция ее от земли, выполняется посредством твердых и жидких изоляционных материалов или их сочетания. Изоляция из твердых изоляционных материалов (фарфор, эпоксидный компаунд) применяется в трансформаторах тока на напряжение не более 35 кВ. Эпоксидный компаунд применяется в трансформаторах тока внутренней установки. В трансформаторах тока наружной установки применяется чисто бумажно-масляная изоляция и бумажно-масляная конденсаторная изоляция.

По конструктивному выполнению бумажно-масляную конденсаторную изоляцию можно разделить на:



1. U - образную (рисунок 2.63,а), получаемую непрерывной навивкой бумажной ленты на изогнутую первичную обмотку 1. В процессе намотки закладываются конденсаторные обкладки с той или иной защитой края обкладки. На магнитопровод с вторичной обмоткой высоковольтная изоляция не накладывается.

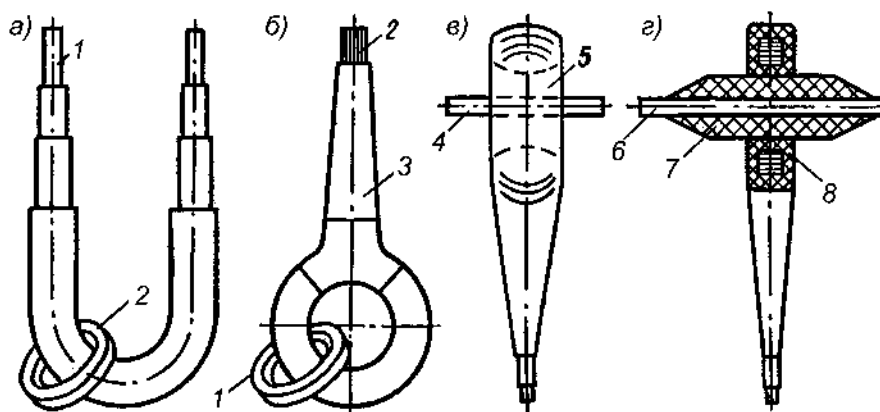


Рисунок 2.63 – Изоляция между первичной и вторичной обмотками трансформатора тока

2. Изоляцию рымовидной формы I рода (рисунок 2.63,б), получаемую навивкой бумажной ленты 3 на первичную обмотку 2, имеющую вид рыма (кольца с хвостом). Вид рыма будут иметь и конденсаторные обкладки. На кольцо каждой обкладки обязателен разрыв во избежание короткозамкнутого витка вокруг вторичной обмотки 1. На магнитопровод с вторичной обмоткой 1 высоковольтная изоляция не накладывается.

3. Изоляцию рымовидной формы II рода (рисунок 2.63,в), получаемую навивкой бумажной ленты на вторичную обмотку 5. На первичную обмотку 4 изоляция не накладывается. Однако эта обмотка должна быть изолирована от земли.

4. Изоляцию рымовидной формы III рода (рисунок 2.63,г), представляющую собой комбинацию двух изоляционных блоков: первичной обмотки, выполненной в виде стержня 6 с наложенной на него бумажно-масляной конденсаторной изоляцией 7, и магнитопровода со вторичной обмоткой 8 в бумажно-масляной конденсаторной изоляции рымовидной формы II рода. Здесь изоляция распределяется поровну (или почти поровну)

между первичной и вторичной обмотками. Внешняя обкладка первичной обмотки соединяется электрически с внешней обкладкой вторичной обмотки.

5. Каскадную изоляцию, представляющую собой многоступенчатую конденсаторную систему, набираемую из элементов, упомянутых выше.

Вторичная обмотка обычно изготавливается из одножильного медного провода диаметром 1,81 мм при вторичном токе 5 А и 1,25 - 1,35 мм при вторичном токе 1 А. В тех случаях, когда трансформатор тока работает при повышенной температуре окружающей среды, диаметр провода вторичной обмотки несколько увеличивают (до 2 - 2,2 мм). Наиболее часто используется провод марки ПСД, реже - марок ПСД-Л, ПЭЛБД, ПЭТВСД и др. Вторичная обмотка накладывается на предварительно изолированный магнитопровод. На кольцевые магнитопроводы вторичная обмотка накладывается равномерно по окружности. Последний ряд обмотки распределяется равномерно по окружности магнитопровода и обматывается одним-двумя слоями изоляционной ленты. Выводные концы вторичной обмотки обычно выполняют из гибкого медного провода, например марки РКГМ по ГОСТ 16036-79, сечением 2,5 мм<sup>2</sup>. Выводные концы припаиваются к вторичной обмотке.

## 9.2 Конструкции трансформаторов тока для внутренней установки

Трансформаторы тока выпускаются для внутренних и наружных электроустановок.

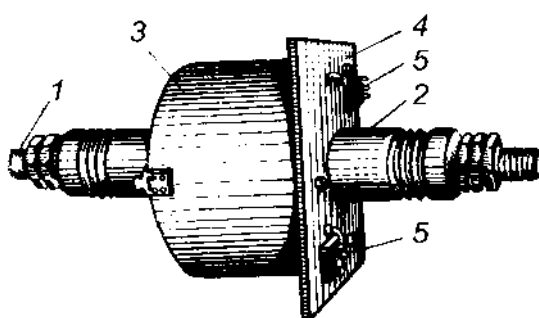


Рисунок 2.64 – Внешний вид проходного одновиткового трансформатора тока ТПОФ на 10 кВ, 1000А: 1– токоведущий стержень; 2 – фарфоровый изолятор; 3 – кожух трансформатора; 4 – фланец для крепления; 5 – выводы вторичных обмоток

Как правило, трансформаторы тока для внутренних установок имеют только сухую изоляцию, для наружных – комбинированную бумажно-масляную изоляцию с погружением в трансформаторное масло.

По способу установки различают трансформаторы проходные, опорные и встроенные в аппараты, по конструкции первичной обмотки – одновитковые и многовитковые. Наиболее простыми по своей конструкции являются одновитковые проходные трансформаторы (рисунок 2.65). Трансформатор тока типа ТПОФ – проходной, одновитковый, фарфоровый – выпускается на напряжение 10 и 20 кВ на токи 600 – 1500 А.

Трансформаторы этого типа устанавливаются в проемы стен или междуэтажных перекрытий распределительных устройств при проведении ошиновки из одной строительной части помещения в другую, а также могут устанавливаться на металлических несущих конструкциях. Трансформатор состоит из одного или двух кольцевых сердечников, намотанных из ленточной электротехнической стали. Кольцевые сердечники надеты на цилиндрический фарфоровый изолятор. Сердечники изолируются электротехническим картоном и пропитываются изоляционным лаком; на каждый из них наматывается вторичная обмотка.

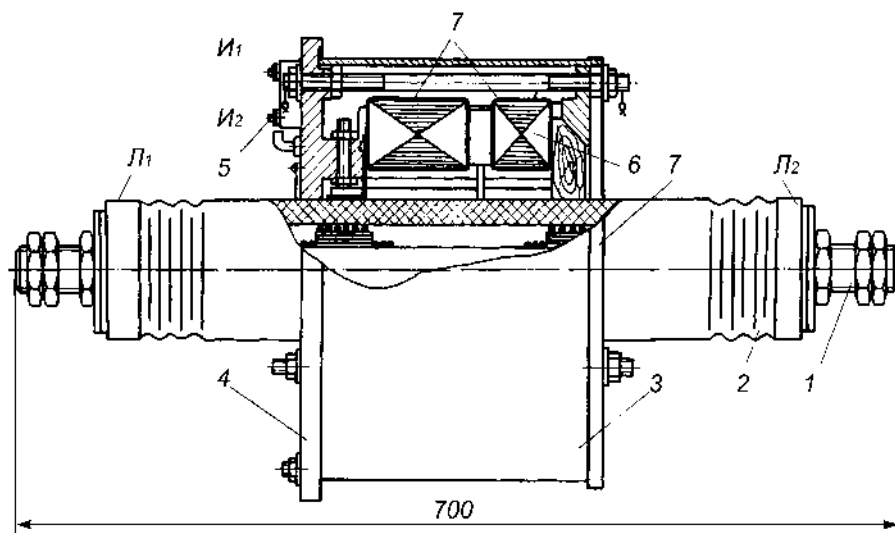


Рисунок 2.65 – Разрез трансформатора ТПОФ-10:

1 – токоведущий стержень; 2 – фарфоровый изолятор; 3 – кожух трансформатора; 4 – фланец для крепления; 5 – выводы вторичных обмоток;

6 – ленточные сердечники: 7– вторичная обмотка

Первичной обмоткой трансформатора тока служит круглый медный стержень (или медная труба), проходящий сквозь проходной фарфоровый изолятор (рисунок 2.65).

В проходных фарфоровых трансформаторах тока для изоляции первичной обмотки от вторичной и от заземленных частей служат фарфоровые изоляторы.

Все детали трансформатора тока скрепляются с четырехугольным фланцем, с помощью которого трансформатор крепится на месте установки.

Концы вторичных обмоток  $I_1$  и  $I_2$  выводятся к зажимам, установленным на передней стороне фланца.

Следует заметить, что во всех трансформаторах при прохождении первичного тока от выводов  $\Pi_1$  к  $\Pi_2$  вторичный ток по присоединенным приборам и реле идет от зажима  $I_1$  к  $I_2$ .

Кроме трансформаторов типа ТПОФ, выпускаются одновитковые трансформаторы тока типа ТПОЛ на напряжения 10, 20 и 35 кВ на токи 400 – 1500 А с изоляцией из литой эпоксидной смолы. Общий вид трансформаторов тока с литой изоляцией показан на рисунок 2.66.

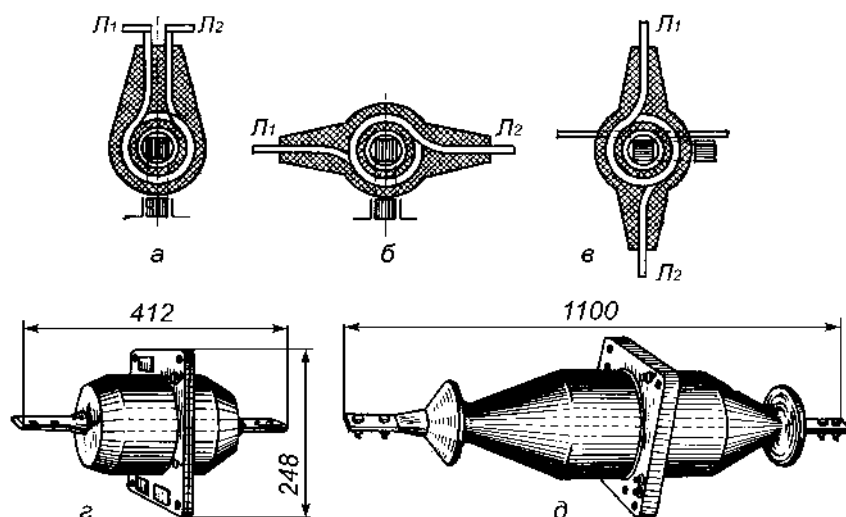


Рисунок 2.66 – Трансформаторы тока с литой изоляцией:

а, б, в – трансформаторы тока катушечного типа; г – трансформатор ТПОЛ-10; д – трансформатор ТПОЛ-35

Кольцевые сердечники трансформатора ТПОЛ наматываются из ленты холоднокатаной стали высокой проницаемости марки Э330. Сердечники изолируются электротехническим картоном, поверх которого наматывается вторичная обмотка проводом ПСД с изоляцией из стекловолна.

Первичная обмотка представляет собой круглый медный стержень, обжаты на концах под лопатку для удобства присоединения плоских полосовых шин.

Для изоляции первичной обмотки от вторичной и от заземленных частей применяется литой компаунд на основе эпоксидной смолы. Оболочка из этого компаунда образует кожух, защищающий первичную и вторичную обмотки от возможных внешних повреждений. Концы вторичной обмотки припаиваются к выводным пластинам, которые залиты в изоляционный компаунд кожуха.

Для токов 1500 – 6000А при напряжении 10 и 20 кВ выпускаются проходные шинные модернизированные трансформаторы тока типа ТПШФА-10 и ТПШФА-20 (рисунок 2.67).

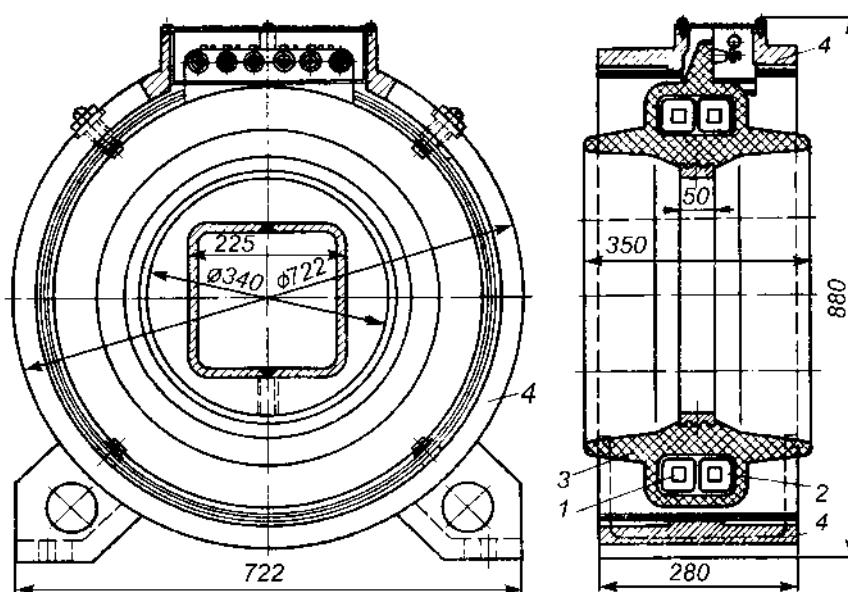


Рисунок 2.67 – Шинный трансформатор тока ТШЛ-20 на напряжение 20 кВ, 10000 А: 1– стальной сердечник; 2 – обмотка; 3 – литая изоляция; 4 – корпус

Они предназначены для установки на генераторных шинах и на шинах мощных трансформаторных подстанций. Устройство шинного трансформатора тока подобно трансформатору ТПОФ. Роль первичной обмотки выполняют

шины распределительного устройства, пропускаемые при монтаже через окно трансформатора – внутреннюю полость фарфорового проходного изолятора.

Кроме шинных трансформаторов тока с фарфоровой изоляцией, выпускаются трансформаторы типа ТПШЛ и ТШЛ с литой изоляцией из эпоксидных смол на 10 – 20 кВ и токи 2000 – 10000 А. Благодаря применению литой эпоксидной изоляции аппараты получаются более компактными, облегчается уход и обслуживание их, повышается влагостойкость, дугостойкость и т. д. Кроме того, эта изоляция дает возможность заменить сравнительно сложные и дорогие технологические процессы, свойственные обычным изоляционным материалам, и применить при производстве средства автоматизации и механизации. При небольшом снижении некоторых технических параметров, например 10%-ной кратности, термической устойчивости, трансформаторы тока с литой изоляцией получаются меньше соответствующих трансформаторов с фарфоровой изоляцией по размерам примерно в 1,5 – 2 раза и по весу в 2,5 – 3,5 раза. Проходные многовитковые трансформаторы модернизированной серии ТПФМ-10 (рисунок 2.68). Эти трансформаторы с номинальным напряжением 10 кВ изготавливаются на номинальные токи от 5 до 400 А .

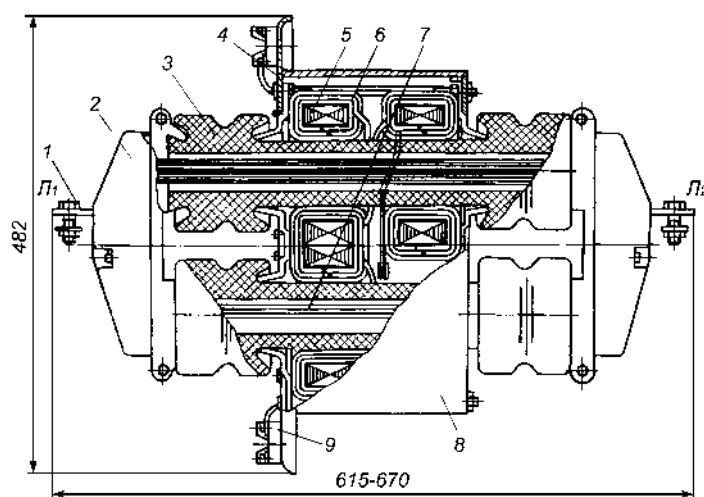


Рисунок 2.68 – Трансформатор тока проходной модернизированный ТПФМ-10: 1– выводы первичной обмотки; 2 – концевые коробки; 3 – фарфоровые изоляторы; 4 – фланец; 5 – сердечник трансформатора; 6 – вторичная обмотка; 7 – первичная обмотка; 8 – кожух; 9 – выводы вторичных обмоток.

Трансформатор состоит из одного или двух сердечников прямоугольной формы, охватывающих фарфоровые проходные изоляторы. Разборные сердечники с внутренним прямоугольным окном набираются из Г-образных пластин трансформаторной стали.

Первичная обмотка трансформатора тока многовитковая, имеет вид петли, продетой через оба проходных фарфоровых изолятора, изготавливается из голой ленточной меди с межвитковой изоляцией из полос электрокартона.

Проходные изоляторы в средней части скреплены фланцем, а в головках торцом. Через отверстия в крышках головок проходят вводы первичной обмотки  $L_1$  и  $L_2$ .

Вторичная обмотка наматывается в виде катушек на 2 – 3 каркаса, насаженных на стержни сердечника. Концы вторичной обмотки выводятся к зажимам, установленным на фланце.

Для закрытых РУ напряжением до 10 кВ выпускаются трансформаторы тока ТПЛ - 10 на токи 5 – 400 А с литой изоляцией из эпоксидной смолы.

### **9.3 Конструкции трансформаторов тока для наружной установки**

Трансформаторы тока наружной установки предназначены для открытых распределительных устройств станций и подстанций; выпускаются на напряжения 35 – 750 кВ на токи до 2000 А.

В связи с очень высокими рабочими напряжениями и постоянным нахождением трансформаторов на открытом воздухе для обеспечения надлежащего уровня изоляции применяют изоляционную *кабельную бумагу*; все части и обмотки погружают в фарфоровую ребристую крышку, которую заполняют трансформаторным маслом. В трансформаторах ТФКН на напряжение 220 кВ и выше применяют кабельно-конденсаторную изоляцию (ККИ), подобную изоляции проходных изоляторов конденсаторного типа, которая создает равномерное распределение электрического поля.

Трансформаторы тока типа ТФН на 35–220 кВ в принципе устроены одинаково и с внешней стороны представляют фарфоровую ребристую колонну большего или меньшего размера (рисунок 2.69). обмотка трансформаторов тока ТФН имеет форму восьмерки; нижнюю часть восьмерки составляют кольцевые сердечники с вторичными обмотками, а верхнюю — первичная обмотка в виде

многовитковой петли. Несколько витков первичной обмотки проходят через окно кольцевого сердечника и охватывают его вместе с вторичной обмоткой. Сердечники наматывают из ленточной стали высокой проницаемости; надлежащим образом изолируют их при помощи кабельной бумаги и на них накладывают витки вторичной обмотки.

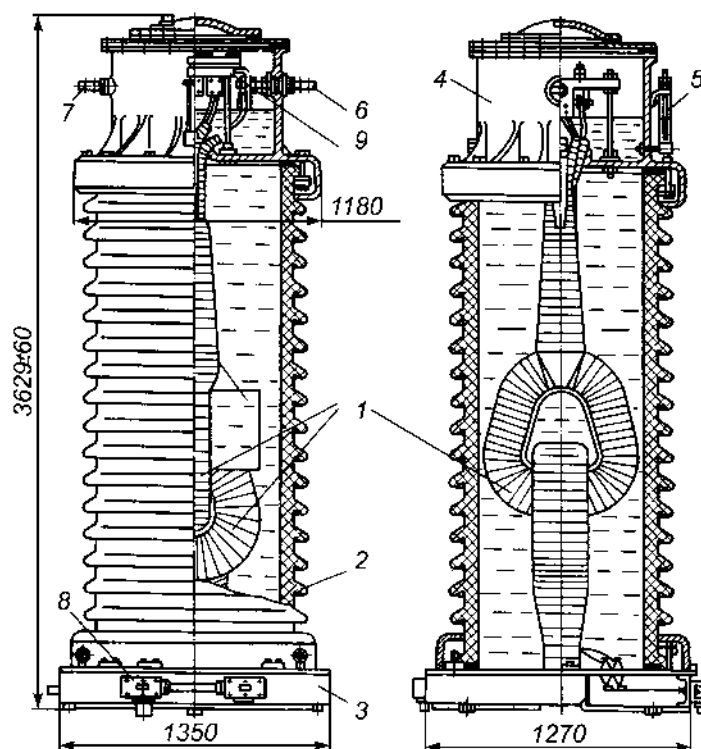


Рисунок 2. 69 – Внешний вид и разрез трансформатора тока ТФН-220 на 220 кВ: 1– обмотка; 2 – фарфоровая крышка; 3 – основание (цоколь); 4 – маслорасширитель; 5 – маслоуказатель; 6 и 7 – выводы первичной обмотки; 8 – коробка вторичных выводов; 9 – переключатель

Трансформаторы тока ТФН-35 выполняются с двумя сердечниками, на 110 кВ – с двумя и тремя и на 220 кВ – с четырьмя сердечниками. Отдельные кольца сердечников располагают рядом или концентрически одно в другом, после чего подвергают дополнительной наружной изоляции, в результате чего образуется сборный сердечник в виде кольцевого пакета. Сердечники с их вторичными обмотками опираются на подставку, а подставка крепится на дне фарфоровой крышки к металлическому основанию трансформатора. Фарфоровая крышка с герметическим уплотнением из маслостойкой резины на глифталевом лаке укрепляется на том же металлическом основании. Сверху



покрышка заканчивается головкой, являющейся маслорасширителем, на котором имеется указатель уровня масла.

Первичная обмотка, представляющая собой многовитковую петлю, выполняется из гибкого изолированного провода прямоугольного сечения.

В стенках маслорасширителя укреплены выводы первичной обмотки  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$  – медные нарезные стержни с гайками. Выводы изолированы от корпуса маслорасширителя с помощью фарфоровых втулок. В коробке маслорасширителя имеются переключающие планки, позволяющие производить последовательное или параллельное соединение секций первичной обмотки с целью получения нескольких номинальных первичных токов. Выводы вторичных обмоток трансформаторов тока размещены в плотно закрытых коробках, расположенных на боковых стенках основания. Трансформаторы на напряжение 110 кВ и выше выпускаются на вторичный ток 5А или 1А. Трансформатор тока ТФНКД-500 на 500 кВ представляет собой восьмерочный каскадный двухступенчатый трансформатор (рисунок 2.70).

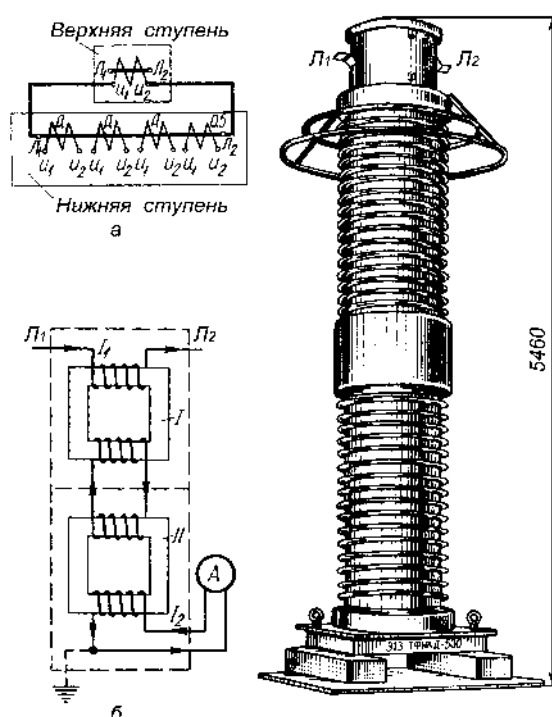


Рисунок 2.70 – Трансформатор тока каскадный ТФНКД-500 на 500 кВ:

а и б – схемы электрических соединений; в – внешний вид трансформатора тока

Он имеет вид вертикальной фарфоровой колонны, состоящей из двух самостоятельных частей, которые представляют нижнюю и верхнюю ступени каскада. По существу его можно рассматривать как два отдельных трансформатора тока на 220 кВ, поставленных в колонну один на другой и соединенных по схеме каскада.

Разделение трансформатора на два каскада облегчает изолирование его частей. Обмотки каждой ступени двухступенчатого трансформатора изолируются на половину напряжения установки по отношению к земле.

Каждая ступень является самостоятельным трансформатором тока с промежуточным специально подобранным коэффициентом трансформации, составляющим для верхней ступени 500 – 1000 – 2000/20 А.

В отличие от трансформатора ТФН-220 верхняя ступень содержит только один сердечник и одну вторичную обмотку.

Нижняя ступень состоит из цельной несекционированной восьмерочного типа обмотки, которая питается от выводов вторичной обмотки верхней ступени. Обмотка нижней ступени содержит четыре сердечника – три класса Р (для релейной защиты) и один класса 1. Коэффициент трансформации нижней ступени 20/1 А.

В средней части колонны, между ступенями каскада, на восьмигранном цоколе размещена колодка с выводами вторичной обмотка верхней ступени и первичной обмотки нижней ступени; при помощи шинок производится электрическое соединение верхней и нижней ступеней каскада.

Несколько ниже маслорасширителя установлено защитное кольцо, которое повышает коронное напряжение и более равномерно распределяет напряжение по ступеням трансформатора.

Концы вторичных обмоток трансформатора выводятся в специальный шкаф выводов, расположенный на раме тележки трансформатора.

Встроенный трансформатор тока представляет одновитковый проходной трансформатор тока, объединенный конструктивно с вводом выключателя или силового трансформатора. Он представляет собой кольцевой сердечник из ленточной трансформаторной стали с наложенной на него вторичной обмоткой.

В масляных выключателях и силовых трансформаторах сердечник укрепляется под их крышкой, и через его окно пропускают проходной изолятор

ввода. Таким образом, первичной обмоткой встроенного трансформатора служит токоведущий стержень высоковольтного ввода выключателя или силового трансформатора. На каждом вводе могут быть установлены 1 – 2 трансформатора тока.

Для получения различных коэффициентов трансформации вторичные обмотки выполняются с ответвлениями, концы которых выводятся к зажимам. Зажимы посредством проводов соединяются с клеммной сборкой, расположенной в шкафу привода.

Преимуществами встроенных трансформаторов тока являются простота устройства и небольшая стоимость по сравнению с трансформаторами ТФН. Недостатками их являются малая мощность и сравнительно большая погрешность по току и угловая.

Для повышения точности измерений можно применять последовательное соединение вторичных обмоток двух трансформаторов тока в одной фазе.

Встроенные трансформаторы тока устанавливают на всех баковых масляных выключателях при напряжении 35 – 220 кВ и на малообъемном выключателе МГ-35. Кроме того, их устанавливают на линейных и нейтральных вводах силовых трансформаторов на стороне 110, 220, 330 и 500 кВ.

#### **9.4 Трансформаторы напряжения**

Измерительным трансформатором напряжения (ТН) называют трансформатор, предназначенный для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения. Первичная обмотка трансформаторов напряжения включается в цепь высокого напряжения параллельно, она изолируется от вторичной обмотки соответственно классу напряжения установки на полное рабочее напряжение. Для безопасности обслуживания один вывод вторичной обмотки обязательно заземляется. Таким образом, трансформатор напряжения изолирует измерительные приборы и реле от цепи высокого напряжения и делает безопасным их обслуживание. Обычно за номинальное вторичное напряжение принято напряжение 100 или  $100/\sqrt{3}$  В. Это позволяет для измерения любого высокого напряжения применять одни и те же стандартные реле защиты, измерительные приборы, приборы автоматики и сигнализации.

Первичная обмотка трансформатора напряжения может иметь один или оба выводных конца изолированными от земли на полное рабочее напряжение. В этом случае другой выводной конец первичной обмотки заземляется.

Конструктивно трансформаторы напряжения для КРУ подразделяют:

- по числу обмоток - двух- или трехобмоточные;
- по числу фаз - одно- или трехфазные;
- по способу охлаждения - сухие (с естественным воздушным охлаждением) и масляные (с естественным масляным охлаждением).

### **Основные параметры трансформатора напряжения**

1. *Номинальное первичное напряжение*  $U_{1ном}$  - самое высокое из стандартных напряжений (линейное), при котором должен работать трансформатор напряжения. Кроме того, трансформатор напряжения должен неограниченно долго работать и при напряжении, превышающем номинальное значение от 5 до 20%, это напряжение называют наибольшим рабочим напряжением. Так, при номинальном напряжении 3 кВ, наибольшее рабочее напряжение у ТН – 3,6 кВ и соответственно при 6 – 7,2 кВ; при 10 – 12 кВ; при 110 – 126 кВ; при 220 – 252 кВ;

2. *Номинальное вторичное напряжение*  $U_{2ном}$  – напряжение, на которое рассчитаны приборы, присоединяемые к вторичной обмотке. Номинальные напряжения основных вторичных обмоток должны быть 100 В для однофазных трансформаторов напряжения, включаемых на напряжение между фазами, и  $100/\sqrt{3}$  В для однофазных трансформаторов напряжения, включаемых на напряжение между фазой и землей;

3. *Номинальный коэффициент трансформации*, равный отношению первичного и вторичного номинальных напряжений (или номинальных чисел витков первичной  $\omega_{1ном}$  и вторичной  $\omega_{2ном}$  обмоток),

$$k_{ном} = U_{1ном}/U_{2ном} = \omega_{1ном}/\omega_{2ном}.$$

При напряжении  $U_2$  на зажимах вторичной обмотки первичное напряжение будет  $U_1 = U_2 \cdot k_{ном}$ .

Шкалы измерительных приборов, присоединяемых к вторичной обмотке трансформатора напряжения, градуируют в значениях первичного напряжения, т.е.  $U_{2k_{ном}}$ .

4. *Нагрузка трансформатора напряжения* - суммарная полная мощность, потребляемая приборами, подключенными к вторичной обмотке (обмоткам) ТН  $S_{2Н} = U_{2ном} / Z_{2Н}$ ,

где  $S_{2Н}$  – нагрузка трансформатора напряжения, ВА;

$Z_{2Н} = \sqrt{r_{2Н}^2 + x_{2Н}^2}$  – полное сопротивление цепи, присоединенной к зажимам вторичной обмотки, Ом;  $r_{2Н}$  и  $x_{2Н}$  – активное и индуктивное сопротивление цепи, Ом.

5. *Номинальная нагрузка  $S_{2ном}$*  – нагрузка, при которой погрешности трансформатора напряжения не выходят за пределы, установленные для данного класса точности. Превышение нагрузки над номинальной вызывает увеличение погрешностей и переход трансформатора напряжения в более низкий класс точности. Один и тот же трансформатор напряжения может быть использован в разных классах точности с соответствующим изменением его номинальной вторичной нагрузки  $S_{2ном}$ ;

6. *Погрешности трансформатора напряжения*, обусловленные потерями мощности в его магнитопроводе и в обмотках.

7. *Класс точности* трансформатора напряжения – наибольшая погрешность в напряжении, выраженная в процентах.

Обозначения трансформатора напряжения содержат буквенную часть (рисунок 2.71, а – ж), в которой буквы означают: Н - трансформатор напряжения: О – однофазный; Т – трехфазный; С - с естественным воздушным охлаждением (сухой); Л – с литой изоляцией; Г – с газовой изоляцией; М – с естественным масляным охлаждением; Ф – в фарфоровой крышке; З – с заземленным выводом; И – с обмоткой для контроля изоляции.

Цифровая часть в большинстве случаев означает: первое число – класс напряжения, второе (если есть) – год разработки. В серии литых трансформаторов (например, НОЛ-08-6) первая группа цифр (08) означает порядковый номер или шифр разработки, а вторая – класс напряжения. Буква

(или буквы) и цифра в конце обозначают климатическое исполнение и категорию размещения.

НАМИ -10 (А – антирезонансный), который в последующем заменит трансформатор напряжения серии НТМИ (рисунок 2.71,е). Трансформатор напряжения НАМИ изготавливается на номинальное напряжение первичных Трансформатор обеспечивает измерение трех линейных, трех фазных напряжений и напряжений нулевой последовательности. В отличие от трансформатора напряжения типа НТМИ и ЗНОЛ трансформатор НАМИ, благодаря антирезонансным свойствам, имеет повышенную надежность и устойчив к перемежающимся дуговым замыканиям сети на землю. Для обеспечения своей устойчивости он не требует принятия каких-либо дополнительных мер со стороны потребителя.

Трансформатор предназначен для работы в сетях с изолированной нейтралью или заземленной через дугогасящий реактор. Трансформатор состоит из двух трехобмоточных трансформаторов, размещаемых в одном блоке. Первичные обмотки одного включаются на линейное напряжение  $ab$  и  $bc$ , а с другого - на фазное напряжение  $bх$ .

Предел, допускаемый основной погрешностью по напряжению, составляет  $\pm 0,2\%$ , по углу  $\pm 10$  (класс точности 0,2 по ГОСТ 8.401-80) при нормальных условиях эксплуатации и мощности основных вторичных обмоток по 75 ВА на вводах  $ab$  и  $bc$ . Допускается за нормальное значение мощности основных вторичных обмоток на вводах  $ab$  и  $bc$  вместо 75 ВА принимать мощности 50 или 100 ВА. Номинальная мощность дополнительных вторичных обмоток - 30 ВА. Предельная мощность трансформатора - 1000 ВА. Общий вид трансформатора НАМИ приведен на рис.2.70, е. Готовится к серийному производству новое поколение литых трансформаторов напряжения типов НОЭЛ-6 и НОЭЛ-10 взамен НОЛ-08 и типов ЗНОЭ-6 и ЗНОЭЛ-10 взамен ЗНОЛ-06. Новые трансформаторы имеют незначительные отличия по габаритам, но рассчитаны на большую максимальную мощность и номинальные мощности при различных классах точности. В ячейках напряжением 110 и 220 кВ применяются элегазовые трансформаторы напряжения типа ЗНОГ (заземляемый однофазный, с газовой изоляцией). Он состоит из шихтованного магнитопровода стержневого типа (Ж), на котором намотаны три обмотки -

первичная и две вторичные; стальной оболочки; дискового изолятора и экранов. Полость трансформатора напряжения через вентиль заполнена элегазом с рабочим давлением 0,4 МПа

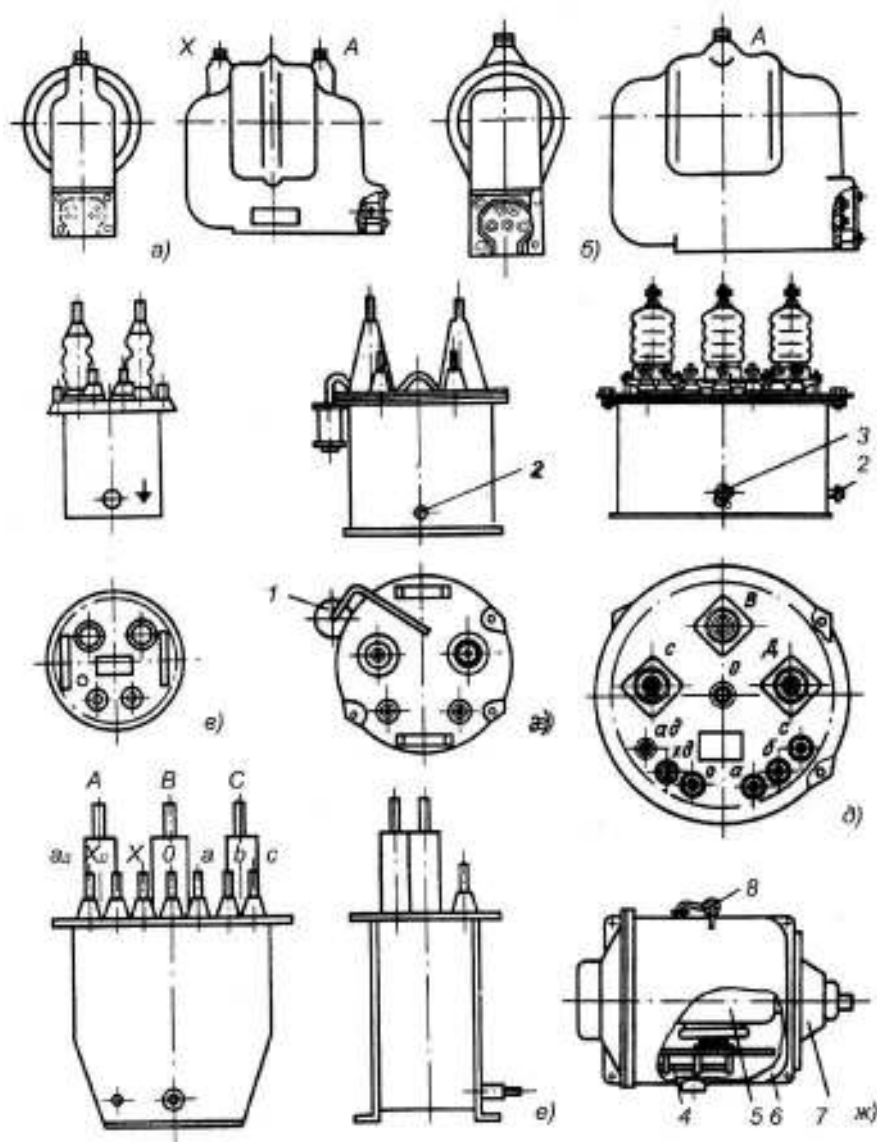


Рисунок 2.71 – Трансформаторы напряжения:

а - НОЛ-08; б - ЗНОЛ-06; в - НОМ-6-77; г - НОМ-10-66; д - НТМИ-6-66 и НТМИ-10-66; е - НАМИ-10; ж - ЗНОГ; 1 -воздухоохладитель; 2 - болт для заземления; 3 - пробка для спуска масла; 4 - магнитопровод; 5 - обмотка первичная; 6 - оболочка стальная; 7 - изолятор дисковый; 8 - вентиль

при 20 °С. В ячейке КРУЭ трансформатор напряжения герметично присоединяется к элегазовым элементам и может устанавливаться вертикально или горизонтально.

### 9.5 Сухие трансформаторы напряжения серии НОС и НОСК

Магнитопроводы трансформаторов напряжения типа НОС-0,5 собираются из цельноштампованных Ш-образных пластин, а магнитопроводы НОСК шихтуются из прямоугольных пластин

Обмотки слоевые, намотаны на каркас из электротехнического картона и пропитаны асфальтовым лаком. Зажимы трансформатора напряжения типа НОС-0,5 расположены на изолирующих контактных панелях. Трансформаторы напряжения типа НОСК-6-66У5 предназначены только для КРУ в угольных шахтах. При установке в КРУ они заливаются битумной массой и поэтому не имеют панелей зажимов. Концы обмоток этих трансформаторов напряжения выведены свободными гибкими изолированными проводниками (рисунок 2.72). Одноминутное испытательное напряжение НОС-0,5 составляет 6 кВ, а НОСК-3 – 13 кВ. Группа соединения сухих трансформаторов напряжения 1/1-0.

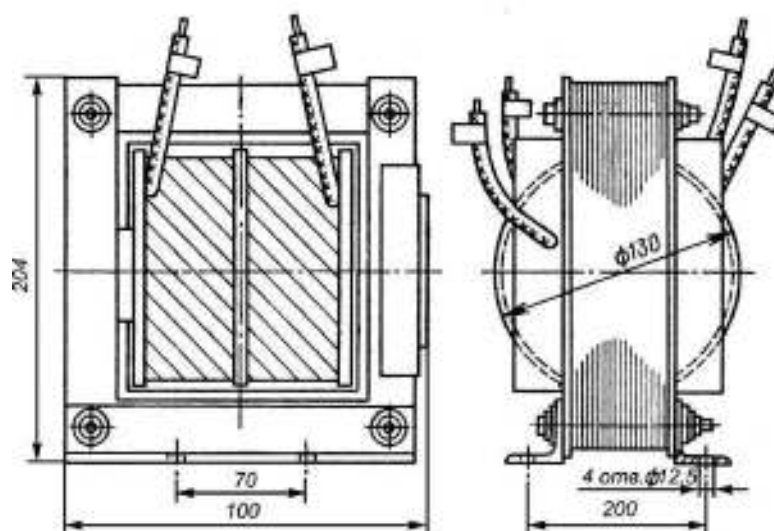


Рисунок 2.72 – Трансформатор напряжения типа НОСК –3

Трансформаторы напряжения с литой изоляцией имеют ряд преимуществ, обусловивших их широкое применение в установках до 35 кВ включительно. Их можно устанавливать в любом положении по отношению к



горизонтали, они пожаро- и взрывобезопасны, имеют меньшие размеры по сравнению с масляными трансформаторами напряжения.

Изготавливаются трансформаторы напряжения с литой изоляцией серии НОЛ и ЗНОЛ. Они предназначены для установки в закрытых РУ, К.РУ и КРУН. Эти трансформаторы напряжения представляют собой литой блок, в котором залиты обмотки и магнитопровод. В большинстве случаев магнитопровод стержневого типа, разрезной С-образный, изготавливается из стальной ленты марки 3405 толщиной 0,35 мм (у трансформатора напряжения типа НОЛ-11-605 магнитопровод разрезной Ш-образный). Ленточные магнитопроводы имеют лучшие характеристики по сравнению с шихтованными. В С-образном магнитопроводе число воздушных зазоров в два раза меньше, чем в шихтованном. Их длина вследствие шлифовки торцов составляет всего несколько сотых долей миллиметра, в то время как у шихтованного магнитопровода расчетная длина воздушного зазора до 1 мм. Уменьшение воздушного зазора снижает потери холостого хода и намагничивающую мощность. Поэтому трансформаторы напряжения с ленточными С-образными магнитопроводами имеют меньшие погрешности холостого хода. Внутренней обмоткой является дополнительная вторичная обмотка (если она есть), на ней расположена основная вторичная, поверх которой намотана первичная обмотка. Поверх первичной обмотки уложен экран из алюминиевой фольги, электрически соединенный с вводом ВН. Экран повышает импульсную прочность трансформатора напряжения. В литом блоке залиты также втулки для крепления трансформатора напряжения на месте установки и для заземления. Обмотки ТН типа НОЛ-08 соединяются в группу 1/1-0, а ЗНОЛ-06 – в группу 1/1/1-0-0.

## **9.6 Масляные трансформаторы напряжения**

Однофазные трансформаторы напряжения (за исключением НОМ-15) имеют магнитопровод броневого типа. Трехфазные трансформаторы напряжения типа НТМК имеют трёхстержневой магнитопровод, а трансформаторы напряжения типа НТМИ – однофазный броневого для каждой фазы, взаимное расположение их показано на рисунке 2.73. Трансформатор напряжения типа НТМИ-18 имеет бронестержневой магнитопровод с обмотками

на трех стержнях. Сечение стержней имеет ступенчатую форму, сечение ярм – прямоугольную. Обмотки слоистые, намотаны круглым или прямоугольным обмоточным проводом на каркас из электротехнического картона. Обмотки трансформатора напряжения типа НОМ-15 расположены на обоих стержнях двухстержневого магнитопровода. Между обмотками ВН и НН с помощью планок сделан канал. У обмоток ВН трансформаторов типа НТМК поверх одной из катушек каждой фазы намотаны витки компенсационной обмотки. У трансформатора напряжения типа ЗНОМ один выводной конец (Х) обмотки ВН заземлен. Поэтому эта обмотка со стороны заземленного конца имеет пониженную изоляцию относительно обмотки НН и корпуса. Обмотка ВН на 35 кВ в своем сечении имеет трехступенчатую форму.

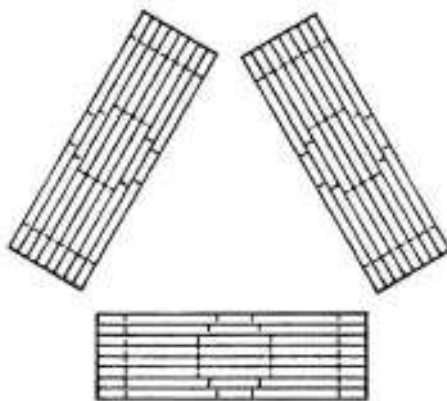


Рисунок 2.73 – Взаимное расположение магнитопроводов в трехфазном масляном ТН типа НТМИ

По мере увеличения напряжения между обмоткой и ярмом изоляционное расстояние от обмотки до ярма также увеличивается. Последний слой обмотки, имеющий наибольший потенциал по отношению к земле, наиболее удален от ярма, причем последний виток присоединяется к линейному вводу А. Поверх обмотки ВН в ТН типа НОМ-35-66 наложен электростатический экран для защиты от перенапряжений.

Баки трансформаторов напряжения сварены из листовой стали, причем у трансформаторов напряжения типов ЗНОМ и ЗОМ до 24 кВ они изготавливаются из немагнитной стали. Это вызвано тем, что трансформаторы устанавливаются в непосредственной близости от шинопроводов крупных генераторов и находятся в сильном переменном магнитном поле. Форма баков

трансформаторов напряжения типов НОМ-6, НОМ-10, НТМК и НТМИ – цилиндрическая, типов НОМ-15 и НТМИ-18 – овальная.

Трансформаторы типов НОМ-35-66, ЗНОМ и ЗОМ имеют более сложную форму, близкую к форме своих активных частей, в целях уменьшения объема масла. Выводные концы обмоток у большинства масляных трансформаторов напряжения присоединены к проходным фарфоровым изоляторам, установленным на крышке бака. Вводы ВН трансформаторов типа НОМ-35-66, ЗНОМ-35-65, ЗНОМ-24 и ЗНОМ-1/24 установлены на верхней части бака. Вводы НН этих трансформаторов напряжения присоединены к панелям зажимов, укрепленным на боковых стенках бака.

Трансформаторы напряжения типа ЗНОМ-35-65 и НОМ-35-66 имеют маслорасширители, установленные на вводах. У трансформаторов напряжения остальных типов маслорасширители отсутствуют, уровень масла находится ниже крышки на 20 – 30 мм. Трансформаторы напряжения, предназначенные для тропического климата, имеют воздухоосушители. Обмотки трансформаторов напряжения типа НОМ-6, НОМЭ-6, НОМ-10, НОМ-15, НОМ-35 66 и ЗНОМ-24 соединяются в группу 1/1-0, а трансформаторов напряжения типа ЗНОМ-15-63, ЗНОМ-20-63, ЗНОМ-24, ЗОМ-1/15 63, ЗОМ-1/20-63 и ЗОМ-1/24 соединяются в группу 1/1/1-0-0.

Общий вид, габаритные, установочные и присоединительные размеры масляных трансформаторов напряжения основных типов приведены на рисунках 2.74 –2.77.

### **9.7 Каскадные трансформаторы напряжения**

При напряжениях 110 кВ и выше обычные масляные трансформаторы напряжения становятся слишком громоздкими и дорогими. Поэтому на такие классы напряжения выпускаются однофазные многоступенчатые (каскадные) трансформаторы напряжения, включаемые между проводами и землей. Они состоят из нескольких ступеней (трансформаторов), изолированных друг от друга. Число ступеней определяется номинальным первичным напряжением из расчета примерно 30 кВ на каждую ступень.

Масляные каскадные трансформаторы напряжения состоят из одного, двух, трех или четырех блоков. Каждый блок состоит из двухстержневого

магнитопровода с обмотками. Первичная обмотка (ВН) равномерно распределена по всем стержням магнитопроводов, причем конец ее X. заземлен. На нижнем стержне нижнего магнитопровода, имеющем наименьший потенциал по отношению к земле, расположены основная и дополнительная вторичные обмотки. На остальных стержнях, помимо первичной, размещены также выравнивающая и связующая обмотки, необходимые для равномерного распределения напряжения и нагрузки по всем стержням. Каждый блок состоит из активной части (магнитопровода с обмотками), установленной на основании.

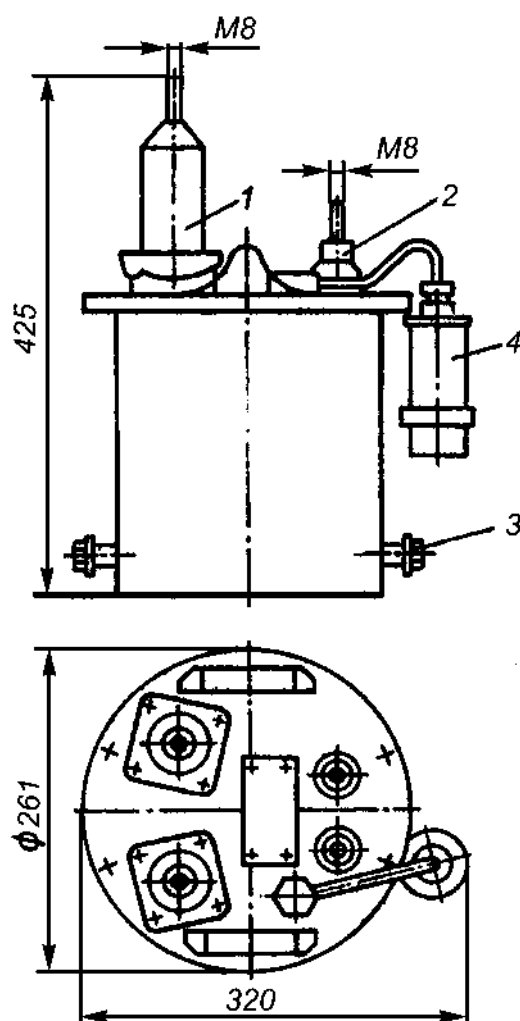


Рисунок 2.74 – Трансформатор напряжения типа НОМ-6: 1 – ввод ВН; 2 – ввод НН; 3 – болт заземления М8; 4 – воздухоосушитель

На активную часть надета фарфоровая крышка, наполненная трансформаторным маслом и закрытая маслорасширителем. Линейный конец

А обмотки ВН находится на крышке верхнего маслорасширителя, а заземляемый конец Х и концы вторичных обмоток подведены к панели зажимов, расположенной в коробке внутри нижнего основания. Электрическое соединение блоков между собой осуществляется перемычками, соединяющими вводы на крышке маслорасширителя нижнего блока и на дне верхнего блока. Основания верхних блоков закрыты щитками, предохраняющими стык от попадания пыли, снега, дождя и т. п.

Двухступенчатый трансформатор напряжения типа НКФ-110 (рисунок 2.78, нижний блок) содержит один магнитопровод 6. Его первичная обмотка ВН 5а и 5б равномерно распределена на обоих стержнях магнитопровода 6, а средняя ее точка соединена с магнитопроводом.

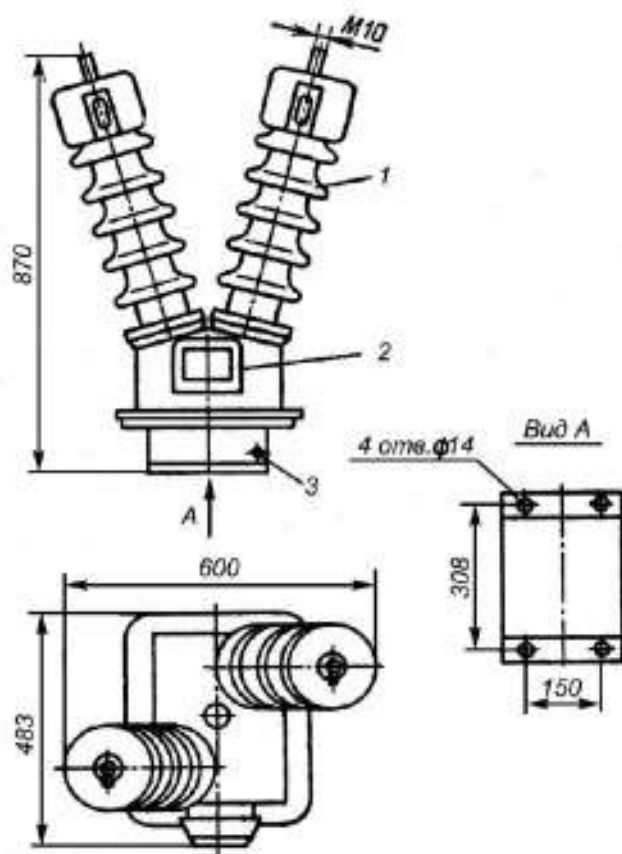


Рисунок 2.75 – Трансформатор напряжения типа НОМ-35:

1 – ввод ВН; 2 – ввод НН; 3 – болт заземления

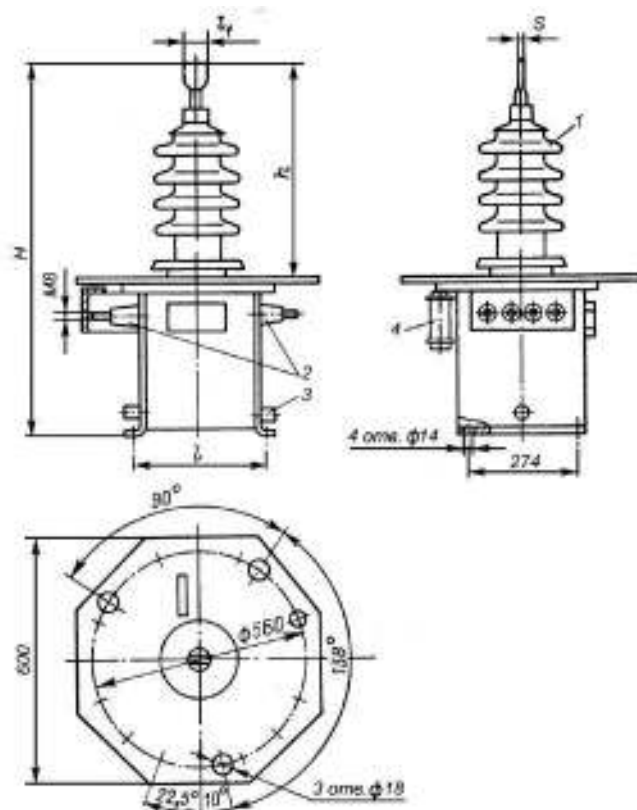


Рисунок 2.76 – ТН типа ЗНОМ-15-63 и ЗНОМ-20-63: 1 – ввод ВН; 2 – ввод НН; 3 – болт заземления, 4 – воздухоосушитель

Таким образом, полное фазное напряжение  $U_{\phi}$  делится поровну между ступенями каскада; вследствие этого изоляция каждой половины обмотки ВН может рассчитываться только на половину фазного напряжения. Нижняя ступень (блок) каскада обычно содержит две вторичные обмотки НН: основную 2 и дополнительную 1. Основная вторичная обмотка предназначена для подключения измерительных приборов, а дополнительная – приборов релейной защиты. Ток нагрузки одной или обеих вторичных обмоток вызовет в обмотке ВН верхней ступени каскадами, представляющей собой почти чистую индуктивность, большое падение напряжения, вследствие чего напряжение между двумя элементами каскада распределится весьма неравномерно: в половине обмотки ВН нижней ступени 5а оно будет существенно ниже, чем в верхней 5б. Во избежание этого на оба стержня магнитопровода 6 наматывают выравнивающие обмотки 4а и 4б и накладывают поверх частей обмотки ВН 5а и 5б электростатические металлические экраны 3, электрически соединенные с обмотками 5а и 5б.

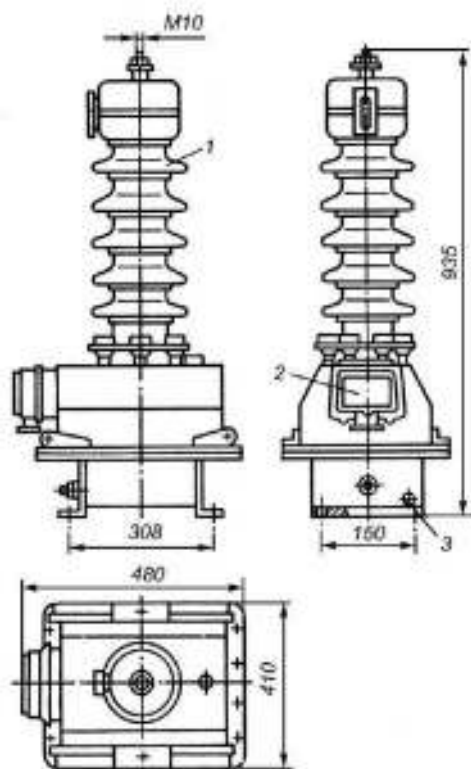


Рисунок 2.77 – Трансформатор напряжения типа ЗНОМ-35-65:1 – ввод ВН; 2 – ввод НН; 3 – болт заземления

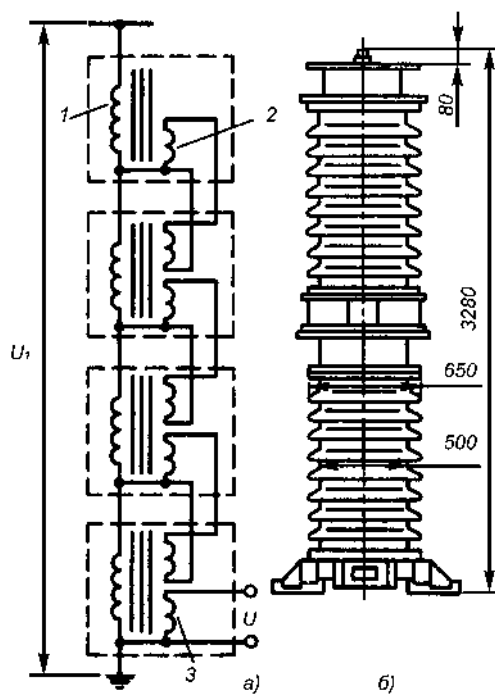


Рисунок 2.78 – Схема четырехступенчатого каскадного трансформатора напряжения типа НКФ-220

На нижнем стержне поверх экрана намотаны вторичные обмотки: основная, выводные концы которой обозначаются  $a$  и  $x$ , и дополнительная с концами  $ад$  и  $хд$ . Магнитопровод 6 с обмотками и экранами, помещенными в герметичную фарфоровую покрывку, заполняемую трансформаторным маслом, представляет один блок.

Каскадные трансформаторы напряжения на 220, 330 и 500 кВ состоят соответственно из двух, трех и четырех двухступенчатых каскадных блоков, соединенных последовательно. На месте установки блоки ставят один на другой.

Трансформаторы напряжения типа НКФ-330, НКФ-400-65 и НКФ-500 снабжены кольцевыми экранами, которые укреплены на верхнем маслорасширителе, для выравнивания напряжения по блокам.

Обмотки трансформатора напряжения серии НКФ соединяются в группу 1/1/1-0-0.

Каскадный трансформатор напряжения имеет меньшую массу и стоимость по сравнению с одноступенчатым. Однако погрешности каскадного трансформатора напряжения больше, чем одноступенчатого. Одноступенчатые трансформаторы напряжения изготавливаются класса точности 0,2 и 0,5, а каскадные обычно соответствуют классам 1 и 3.

### **Вопросы для самопроверки:**

1. Какова номинальная вторичная нагрузка трансформатора тока в Омах, если  $S_{ном} = 40 \text{ ВА}$ ?
2. В каком режиме работают трансформатор тока и трансформатор напряжения?
3. Почему в схемах контроля изоляции нельзя применять трехфазные трёхстержневые трансформаторы напряжения?
4. Чем отличается однофазный трансформатор напряжения ЗНОМ-6 от НОМ-6?
5. Для чего в каскадных трансформаторах напряжения выполняются уравнивательные и связывающие обмотки?



### Глава 3. Главные электрические схемы

#### 10.1 Общие сведения

Процесс производства, распределения и потребления электроэнергии можно представить структурной схемой рисунок 10.1.

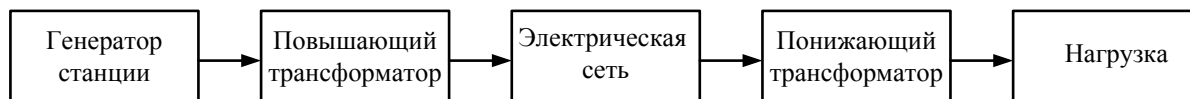


Рисунок 10.1 – Структурная схема системы электроснабжения

Электрическая станция представляет собой энергопредприятие, на котором энергия природных источников преобразуется в электрическую.

В зависимости от используемых первичных энергоресурсов электростанции разделяются на тепловые (КЭС и ТЭЦ), гидравлические (ГЭС), ветряные, атомные, и т. д.

В нашей стране и в большинстве зарубежных стран тепловые электростанции вырабатывают свыше 2/3 всей энергии. На долю ГЭС приходится около 16%, атомные - около 10%, остальное вырабатывают электростанции, работающие на возобновляемых источниках энергии - солнечные, ветровые, приливные, геотермальные.

В настоящее время основным ресурсом для выработки электроэнергии является органическое топливо: уголь, мазут, сланцы, природный и доменный газ. Наиболее распространенный тип тепловой электростанции - ГРЭС (государственная районная электростанция). Она представляет собой конденсационную электростанцию (КЭС), на которой отработанный пар возвращается в конденсатор. Единичные мощности турбогенераторов, установленных на КЭС в серийном изготовлении достигают 300-500 МВт. Имеются отдельные образцы энергоблоков мощностью 800 и 1200 МВт. Коэффициент полезного действия таких электростанций невелик, до 40%.

На теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) тепло отработавшего пара используется для нужд производства, отопления, горячего водоснабжения. К.п.д. таких станций повышается до 60 -70%. Преимущественно используются небольшие энергоблоки единичной мощностью 50,100 МВт, в перспективе -250 МВт.

На ГЭС для получения электроэнергии используется энергия водных потоков (рек, водопадов). Работа ГЭС характеризуется частыми пусками и остановками агрегатов, поэтому гидротурбины конструктивно должны быть приспособлены к такому режиму. Наиболее выгодный режим работы ГЭС зависит от многих факторов (уровня воды, характера нагрузки). Тем не менее к.п.д. ГЭС достигает 85%. Единичная мощность установленных агрегатов невелика - от 100 до 500 МВт, есть 640 МВт.

Для получения электроэнергии на АЭС в качестве источника энергии используется энергия ядерных реакций. Долгое время считалось, что АЭС - наиболее экологически безвредные электростанции. Многие страны за рубежом перешли на выработку энергии с помощью ядерного топлива (Франция - около 75%, Бельгия - 65%). Но не продумана утилизация радиоактивных отходов, не решен вопрос, что делать с АЭС после 30 - летней эксплуатации. В нашей стране решили не устанавливать АЭС в густонаселенных и сейсмоактивных районах. Единичная мощность установленных агрегатов значительна - 400, 800, 1000 МВт, в перспективе 1500 МВт.

Для выработки энергии на всех современных электростанциях применяют синхронные генераторы трехфазного тока со стандартной промышленной частотой 50 Гц. Выдача энергии потребителям, расположенным вблизи электростанций обычно производится по кабельным линиям на генераторном напряжении 6,3 или 10,5 кВ. Для связи электростанций с системой сооружается повышающая трансформаторная подстанция, от которой отходят линии электропередач (ЛЭП).

Электрическая подстанция - это электроустановка, служащая для повышения или понижения напряжения и распределения энергии. В состав подстанции входят распределительные устройства на всех ступенях трансформации и силовые повышающие или понижающие трансформаторы.

Энергосистема - это совокупность электрических станций, подстанций и потребителей, связанных линиями электропередач, общностью режима и непрерывностью процесса производства, распределения и потребления тепловой и электрической энергии.

Совместная работа электростанций на общую сеть необходима для создания надёжного и экономичного электроснабжения потребителей всех

категорий. При изолированных электростанциях, не связанных в общую энергосистему, ухудшается использование агрегатов, снижается экономичность работы электростанций и повышается количество резервных агрегатов.

#### **Преимущества объединения изолированных электростанций в энергосистемах**

1. Улучшается использование агрегатов за счет более полной их > загрузки.
2. Уменьшается количество резервных линий.
3. Создаются условия для согласованного и наиболее экономичного использования разных типов электростанций; покрытие пиков нагрузки производится за счет менее экономичных электростанций.
4. Увеличивается надежность электроснабжения.
5. Улучшается качество электроэнергии, наблюдается постоянство напряжения и частоты, т.к. колебания нагрузки воспринимаются большим количеством агрегатов.
6. Появляется возможность централизованного управления режимом системы с помощью средств автоматики, телемеханики, компьютеров.
7. Улучшается экологическая обстановка.

Электроустановка, которая служит для приема электроэнергии от генераторов станции или трансформаторов подстанции и дальнейшего ее распределения по потребителям, называется распределительным устройством (РУ). РУ содержит сборные шины, подходящие и отходящие кабели, коммутационные аппараты: выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, реакторы, защитные и измерительные приборы, низковольтную аппаратуру.

#### **10.1.1 Классификация главных схем**

Главная схема электрических соединений - это совокупность основного электрооборудования (генераторы, трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной, защитной, измерительной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними соединениями.

В общем случае схема электрических соединений - это чертеж, на котором изображены элементы электрической установки, соединенные между собой в той последовательности, какая имеет место в натуре.

Экономичность – требование минимальных затрат материальных ресурсов и времени при сооружении РУ и минимальных ежегодных расходов на его эксплуатацию. Экономическая целесообразность схемы оценивается приведенными затратами, включающими в себя затраты на сооружение установки, ее эксплуатацию и возможный ущерб от нарушения электроснабжения.

Оперативная гибкость (маневренность) – приспособленность электрической схемы для создания необходимых эксплуатационных режимов и проведения оперативных переключений.

Ремонтопригодность – приспособленность электрической установки к проведению ремонтов без ограничения электроснабжения потребителей.

Возможность расширения – установка на электростанции (подстанции) новых дополнительных агрегатов не должна вызывать существенных переделок.

Безопасность обслуживания.

Простота и наглядность.

При проектировании электроустановки вначале составляется структурная схема. На структурной схеме показываются основные функциональные части электроустановки (РУ, трансформаторы, генераторы), изображенные в виде прямоугольников или условных графических изображений. Структурная схема служит для дальнейшей разработки более подробных и полных принципиальных схем, а также для общего ознакомления с работой электроустановки. На полной принципиальной схеме указывают все аппараты первичной цепи, заземляющие ножи разъединителей, указывают типы применяемых аппаратов (рисунок 10.2). В условиях эксплуатации применяется упрощенная оперативная схема, на которой указывается только основное оборудование, разъединители и заземляющие ножи. Дежурный персонал каждой смены заполняет оперативную схему и вносит в нее необходимые изменения в части положения выключателей и разъединителей и их заземляющих ножей.

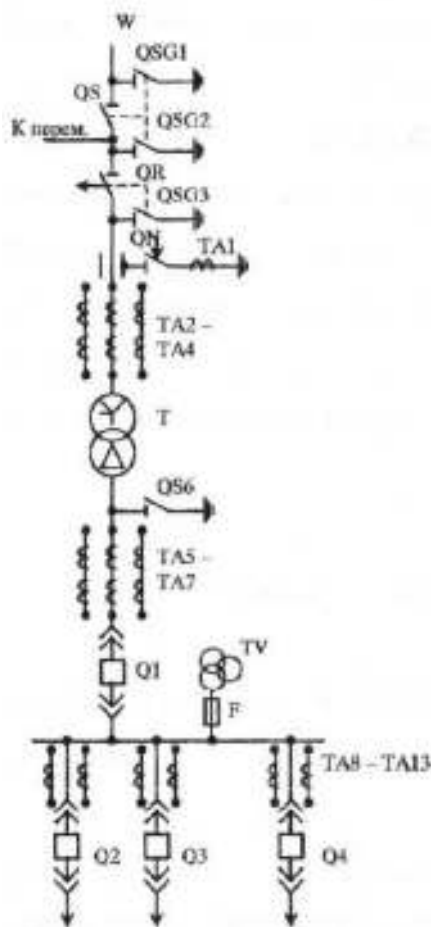


Рисунок 10.2 – Полная принципиальная схема системы электроснабжения

На рисунке 10.3 представлена упрощенная принципиальная схема рисунок 10.2.

По форме изображения схемы электрических цепей подразделяют на однолинейные и трехлинейные. Однолинейная схема является основной схемой электроустановки. Ею пользуются при выборе конструкции РУ, разработке схем релейной защиты, управления, сигнализации, выборе оборудования.

На однолинейных схемах аппараты изображают, как правило, в отключенном положении, т.е. при отсутствии тока во всех цепях схемы и при отсутствии внешних принудительных сил. При необходимости коммутационную аппаратуру можно изображать и во включенном положении, но с соответствующей оговоркой на самой схеме.

Трехлинейные схемы составляют только для отдельных участков установки ввиду их громоздкости.

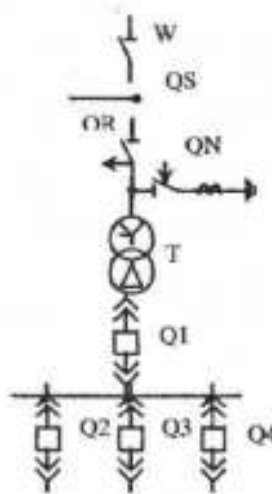


Рисунок 10.3 – Упрощенная принципиальная электрическая схема

## 10.2 Упрощенные схемы подстанции

С точки зрения местоположения подстанций в энергосистеме все подстанции подразделяются на: тупиковые, ответвительные, проходные и узловые.

Узловые подстанции являются системными, т.к. на их шинах осуществляется связь отдельных районов энергосистемы или разных энергосистем. Остальные подстанции относятся к потребительским (районным), т.к. предназначены для распределения энергии между потребителями.

В соответствии с требованиями к главным схемам разработаны типовые схемы РУ подстанций от 6 до 750 кВ. Эти схемы должны применяться при проектировании подстанций. Нетиповая схема должна быть обоснована технико-экономическим расчетом.

На упрощенных подстанциях чаще всего применяется схема, в которой отсутствуют сборные шины на стороне ВН, число выключателей уменьшенное, в некоторых схемах выключатель вообще не предусмотрен. Такие схемы позволяют уменьшить расход электрического оборудования, строительных

материалов, уменьшить стоимость РУ и ускорить его монтаж. К упрощенным схемам относят схемы блоков и мостиковые схемы.

Сущность блочной схемы «трансформатор - линия» заключается в отказе от установки на стороне ВН дорогостоящей защитной аппаратуры, а также измерительных трансформаторов тока и напряжения. Бывает достаточной установка предохранителя и разъединителя.

Если предохранитель не обеспечивает надежную защиту трансформатора или не обеспечивается селективность с защитой линии на стороне НН, то применяются упрощенные схемы с выключателем.

### **Тупиковые подстанции**

Тупиковая подстанция - подстанция, получающая энергию от системной подстанции по одной или нескольким параллельным линиям. Тупиковые подстанции встречаются в сетях от 35 до 220 кВ.

В зависимости от мощности потребителей и их категории надежности тупиковые подстанции бывают однотрансформаторные и двухтрансформаторные.

Установка числа трансформаторов более двух должна быть обоснована.

Упрощенные схемы применяются для питания потребителей третьей категории, реже для потребителей второй категории.

На стороне низшего напряжения тупиковых *однотрансформаторных* подстанций применяются комплектные РУ с одной несекционированной системой шин, которые подключаются наглухо (рисунок 10.4, а) или через выключатель Q2 (рисунок 10.4, б).

Этот выключатель необходим только при наличии источника питания в сети НН. При повреждении трансформатора или линии вводной выключатель Q2 отключается автоматически, при этом также автоматически или вручную включается автономный источник питания через выключатель Q6.

При повреждении трансформатора или линии W1 он отключается автоматически. При этом также автоматически включается автономный (дополнительный) источник питания. Тупиковые *двухтрансформаторные* подстанции выполняются по схеме двух блоков с предохранителем или

выключателем без перемычки между блоками (рисунок 10.5,а) или с неавтоматической перемычкой с двумя разъединителями (рисунок 10.5, б).

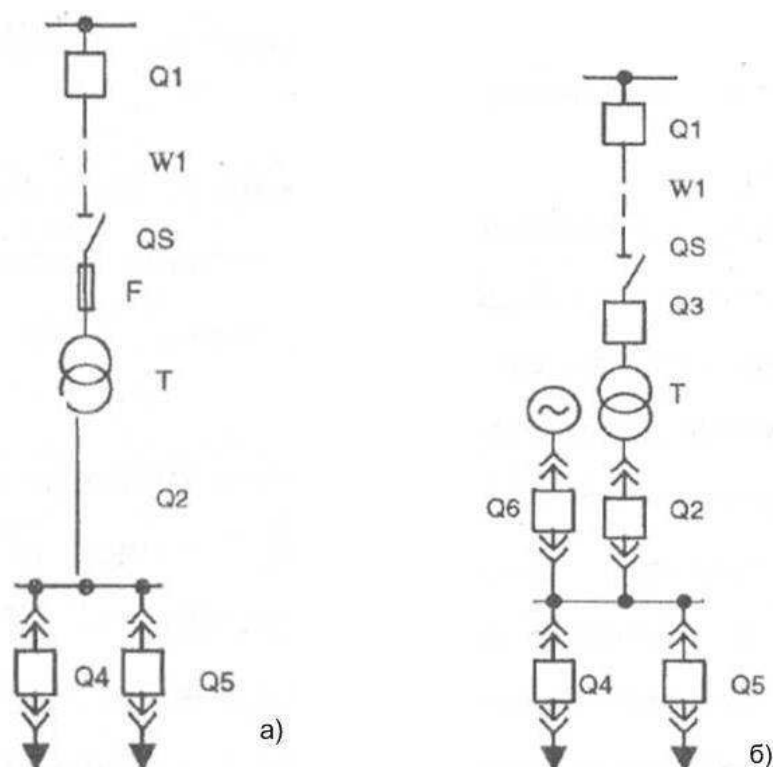


Рисунок 10.4 – Схемы однитрансформаторного включения

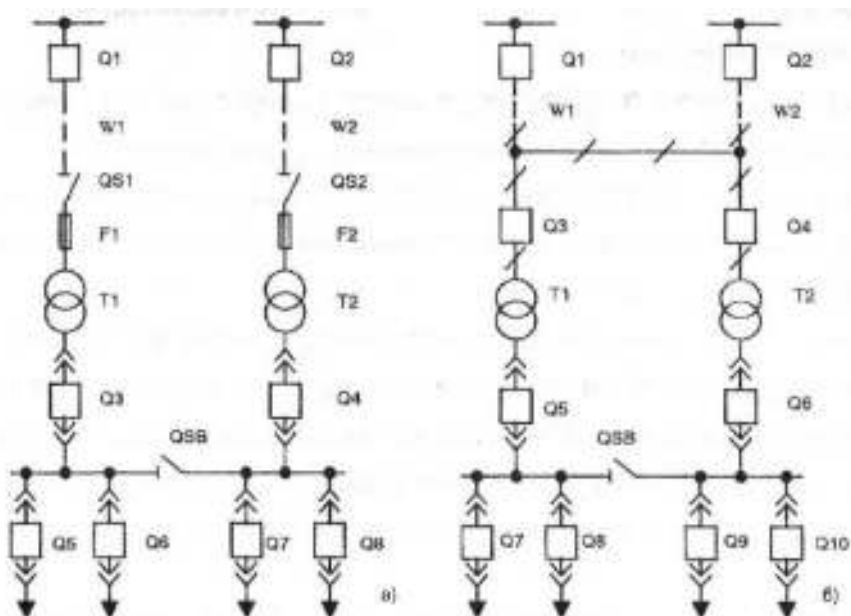


Рисунок 10.5 – Двухтрансформаторная схема включения



Два разъединителя рекомендуется устанавливать для обеспечения безопасной работы персонала на отключенной части, а также на самом разъединителе при работающей остальной части электроустановки. Один разъединитель в нормальном режиме должен быть отключен, перемычка разомкнута. Так как в случае КЗ в любой линии при включенной перемычке обе линии отключаются релейной защитой.

При разомкнутой перемычке (рис. 10.7) повреждение в линии W1 подаст сигнал на отключение выключателей Q1 и Q3. Отключается разъединитель в цепи линии W1 и включается разъединитель в перемычке, включается выключатель Q3 и подается питание потребителю через оба трансформатора и включенную перемычку.

Если же происходит повреждение в трансформаторе T2, то он отключается выключателями Q4 и Q6. Затем включается разъединитель в перемычке и секционный разъединитель, обе питающие линии находятся в работе.

Необходимо помнить, что перед включением разъединителя нагрузка должна быть отключена.

К недостатку блочных схем можно отнести их невысокую надежность, т.к. при выходе из строя одного элемента отключается вся схема.

### **Ответвительные подстанции**

Ответвительные подстанции - подстанции, которые присоединяются глухой отпайкой к одной или двум проходящим линиям.

Ответвительные подстанции могут быть однотрансформаторными или двухтрансформаторными.

*Однотрансформаторные* подстанции выполняются по схеме блока линия-трансформатор с предохранителем или с выключателем.

На *двухтрансформаторной* ответвительной подстанции применяется блочная схема «отделитель – короткозамыкатель» с ремонтной перемычкой между блоками (рисунок 10.6).

При витковом замыкании в трансформаторе, например T1, срабатывает газовая защита трансформатора и воздействует на короткозамыкатель QN1. Короткозамыкатель включается, замыкает цепь короткого замыкания на землю (или между фазами). В цепи протекают мощные токи короткого замыкания, на

которые реагирует защита головного выключателя Q2. Он мгновенно отключает линию W1.

В бестоковую паузу автоматически отключается отделитель QR1. А выключатель Q2, снабженный системой АПВ, вновь включается, восстанавливая питание магистральной линии.

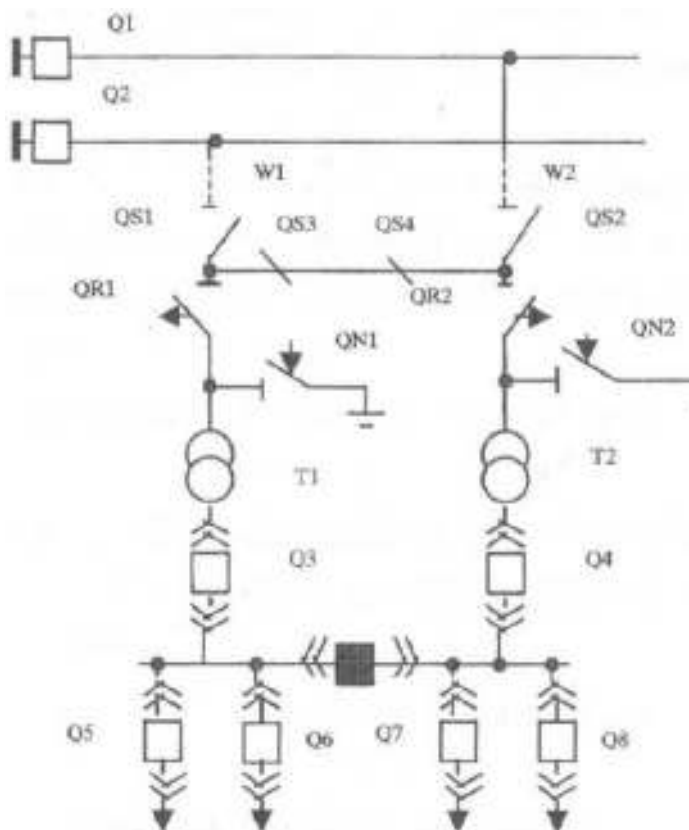


Рисунок 10.6 – Принципиальная схема двухтрансформаторной ответвительной схемы

Дифференциальной защитой поврежденного трансформатора отключается и выключатель Q3. Одновременно включается секционный выключатель QB вручную или автоматически с помощью системы АВР.

В ремонтной перемычке устанавливаются два разъединителя, один из которых в нормальном режиме отключен.

Подобная схема применяется при четырех присоединениях: 2 линии и 2 трансформатора.

*Недостатки схемы «отделитель – короткозамыкатель»:*

1. При протекании тока КЗ уменьшается напряжение во всей сети.

2. Нарушение в работе всей сети и вовлечение в зону аварии значительного числа подстанций.

3. Сложность настройки реле защиты линий и трансформаторов при значительном числе ответвительных подстанций.

4. Ограничение короткозамыкателей в применении желательного из-за имеющих место ложных срабатываний газовой защиты.

Достоинством схемы является низкая стоимость.

### **Мостиковая схема для ответвительной подстанции**

Мостиковая схема - упрощенная схема блока «трансформатор - линия» с выключателем в перемычке. Схема применяется для потребительских подстанций и на первом этапе строительства системных подстанций или мощных электростанций.

Мостиковая схема для ответвительной подстанции применяется при двух трансформаторах и двух линиях (рисунок 10.7).

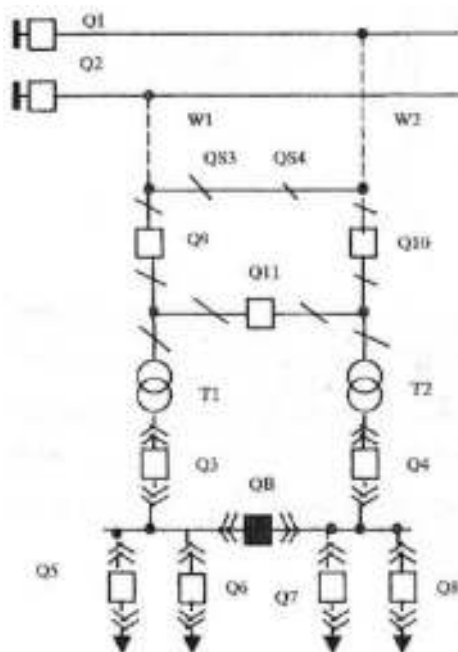


Рисунок 10.7 – Мостиковая схема ответвительной двухтрансформаторной подстанции

Выключатели Q9 и Q10 установлены в цепи линии. Выключатель Q11 в перемычке включен, ремонтная перемычка разомкнута. В связи с этим короткое замыкание на линии вызывает отключение только одного выключателя, оба трансформатора остаются в работе.

Для планового отключения одного трансформатора необходимо отключить два выключателя: в перемычке и соответствующей линии.

Затем отключить разъединитель в цепи трансформатора и вводной выключатель со стороны нагрузки, затем включить отключенные выключатели в перемычке и на линии. Включить секционный выключатель для питания нагрузки.

При отключенном трансформаторе обе линии держат во включенном положении, что повышает надежность работы подстанции и уменьшает потери в линиях. Со стороны НН подстанции устанавливается секционный разъединитель или выключатель, который в нормальном режиме отключен.

Если в схеме имеется три питающих линии, то применяется схема с двойным мостом (рисунок 10.8). В этом случае в перемычке устанавливаются два выключателя, между ними - питающая линия через разъединитель.

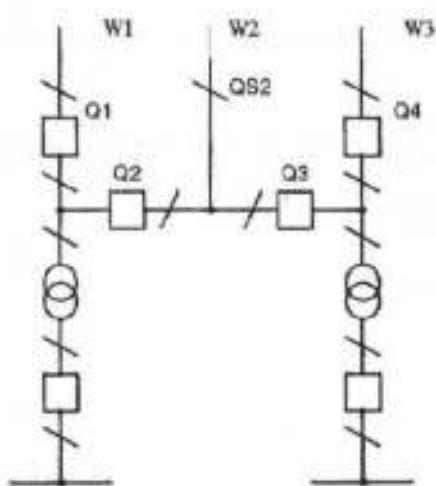


Рисунок 10.8 – Схема ответвительной подстанции с двойным мостом

В нормальном режиме все выключатели включены. Замыкание в линиях W1 и W3 отключаются соответствующим выключателем Q1 или Q4. В случае замыкания на средней линии отключаются выключатели в перемычке Q2 и Q3, при этом происходит деление РУ на две части. Связь между ними восстанавливается после отключения разъединителя линии W2 и включения выключателей Q2 и Q3.

### Проходные подстанции

Проходные подстанции включаются в рассечку одной или двух линий. Чаще всего применяется схема мостика с установкой выключателя в цепи трансформатора (рисунок 10.9).

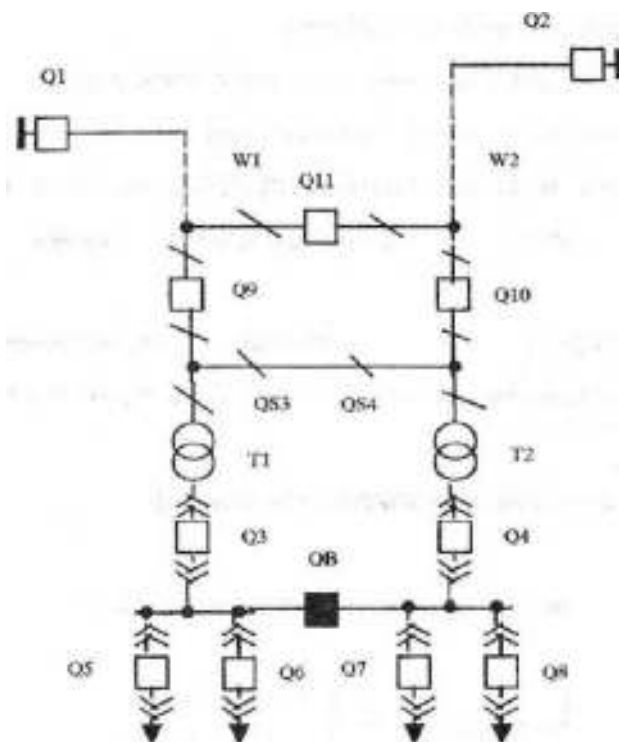


Рисунок 10.9 – Мостиковая схема проходной двухтрансформаторной подстанции

Такая схема применяется в том случае, когда имеются две линии и две трансформатора, при наличии транзитной мощности, и в случае, когда потребитель имеет неравномерный суточный график нагрузок. Тогда для уменьшения потерь энергии в трансформаторах целесообразно периодически отключение одного из них.

В данной схеме наблюдается простота отключения трансформатора - одним выключателем.

В нормальном режиме выключатель Q11 включен, ремонтная перемычка разомкнута, секционный выключатель со стороны НН отключен.

При повреждении T1 отключаются выключатели Q9 и Q3. Транзит мощности через выключатель Q11 сохраняется неизменным, потребитель же со стороны НН получает питание через включенный автоматически выключатель QB.

Ремонтная перемычка устанавливается для того, чтобы при ремонте выключателя в перемычке транзит мощности по линиям не прерывался. Эта перемычка также позволяет сохранить в работе трансформатор при ремонте его выключателя в мостике.

Достоинствами проходных мостиковых схем являются: простота, наглядность, низкая стоимость.

К их недостаткам можно отнести:

- 1) ограниченное применение из-за малой надежности элементов схемы;
- 2) при выходе из строя одной питающей линии или выключателя в перемычке прерывается транзит мощности через подстанцию.

### **10.3 Схемы на стороне высшего напряжения узловых подстанций**

Схемы узловых подстанций представляют собой мощные коммутационные узлы. На высшем напряжении такие подстанции должны выполняться с многократным присоединением элементов.

Узловые подстанции на высшее напряжение выполняются трех видов:

- схемы без сборных шин (кольцевые, связанные кольца).
- схемы со сборными шинами и многократным присоединением всех элементов (полная полуторная схема с присоединением через два выключателя).
- схемы «шины-трансформаторы», т.е. с глухим присоединением трансформаторов к шинам и с присоединением линий через 1,5 - 2 выключателя.

#### **Кольцевые схемы (схемы многоугольников)**

В схемах многоугольников выключатели соединяются между собой, образуя кольцо (рисунок 10.10). Каждый элемент схемы - трансформатор или линия - подсоединяется между двумя соседними выключателями.

Число вершин многоугольника определяется количеством присоединений. На ответвлениях предусматриваются только разъединители. Релейная защита каждого присоединения включена на сумму токов, проходящих через ближайшие к присоединению выключатели. Для этого

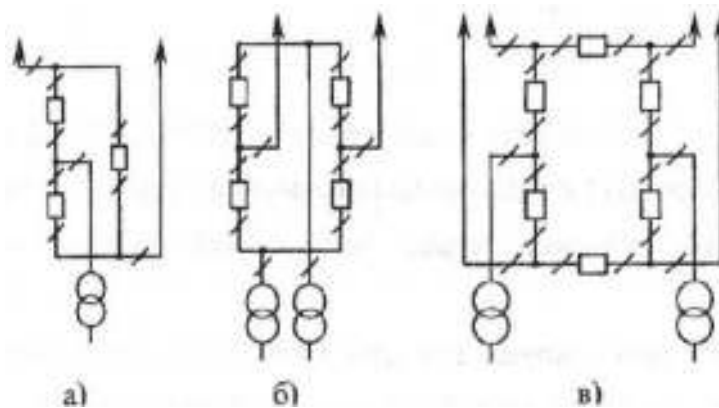


Рисунок 10.10 – Кольцевые схемы: а) – треугольник; б) – четырёхугольник; в) – шестиугольник

вторичные обмотки трансформаторов тока каждой пары выключателей соединены параллельно

В нормальном режиме все выключатели и разъединители включены.

Внешнее замыкание в любом присоединении отключается двумя выключателями. При этом кольцо размыкается, но все ветви, кроме поврежденной, остаются в работе. Поврежденную ветвь отключают разъединителем, а выключателями вновь замыкают кольцо.

Надежность работы выключателей в кольцевой схеме достаточно высокая, так как имеется возможность опробования любого выключателя в период нормальной работы схемы. Ревизия и опробование выключателя путем его отключения не нарушает работу присоединенных элементов и не требует каких-либо переключений в схеме.

Но схема многоугольника в ремонтном режиме при разомкнутом кольце становится менее надежной. Например, в схеме четырехугольника при ремонте выключателя Q1 возможно внешнее повреждение линии W2. При этом отключатся выключатели Q2 и Q3. Т.е. одновременно с поврежденной линией отключится трансформатор Т1. Работа Т1 восстанавливается, если отключить линейный разъединитель линии W1 и замкнуть кольцо выключателями Q2 и Q3. Авария приобретет еще большие масштабы, если в кольце вместо линии W1 подключен трансформатор Т2. Подобная авария приведет к отключению всех источников питания потребителей.

Чтобы избежать аномальных режимов работы схемы, необходимо чередовать ветви с источниками энергии и нагрузками. Такое чередование

способствует также более равномерному распределению рабочего тока в кольце.

Вероятность внешних замыканий в период ремонта выключателей и связанных с ними отключений неповрежденных элементов зависит от числа присоединений и продолжительности ремонта выключателей. Продолжительность ремонта современных выключателей измеряется часами, поэтому вероятность совпадений КЗ со временем ремонта выключателей мала.

К достоинствам кольцевых схем можно отнести:

1. Надежность, которая определяется тремя факторами:

- а) каждый элемент коммутируется двумя выключателями;
- б) повреждение на любом участке схемы приводит к локализации аварии, не нарушая работу схемы в целом, т.к. нет сборных шин;
- в) обеспечивается транзит мощности через подстанцию при любых ее режимах.

2. Экономичность: на одно присоединение приходится один выключатель.

3. Ремонтопригодность, т.е. ревизия или ремонт любого элемента производится без перерыва в электроснабжении потребителя и без специальных обходных устройств.

4. Разъединители используются только для ремонтных работ.

5. Простота и наглядность.

Недостатками схем многоугольников являются:

1. Более сложный выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения и настройка релейной защиты, т.к. в зависимости от режима работы схемы ток, протекающий по аппаратам, меняется.

2. Отключение любого поврежденного элемента производится двумя выключателями, что приводит к более частым ремонтам.

3. Сложность перестройки схемы в случае расширения.

Схема применяется в сетях 220-750 кВ, в особых случаях - на напряжение 110 кВ.

### **Полуторная схема**



В полуторной схеме имеются две системы сборных шин А1 и А2. Между системами шин подключаются цепочки, состоящие из трех выключателей (рисунок 10.11,а).

Каждое присоединение включено через два выключателя. В нормальном режиме все выключатели, включая секционные, включены. Обе системы шин находятся под напряжением. При числе цепочек более четырех сборные шины секционируются. В данной схеме роль секционного выключателя отличается от его роли в схеме с одиночным присоединением линии.

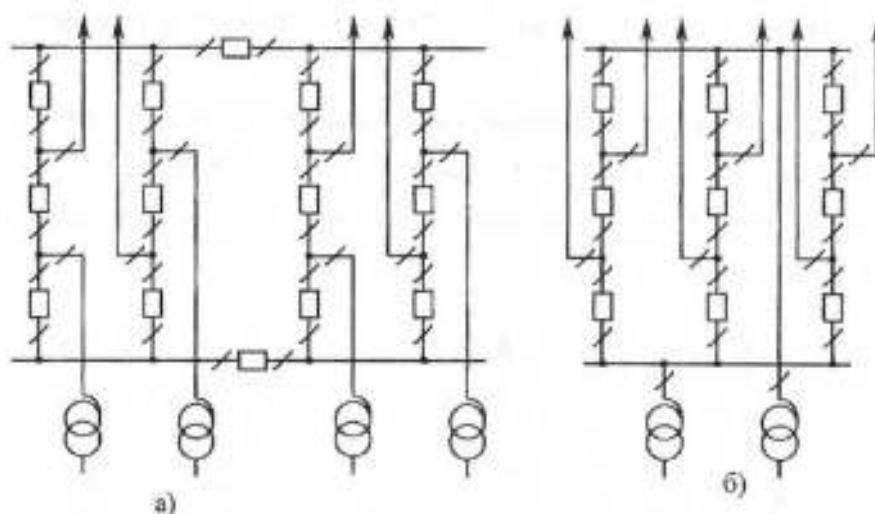


Рисунок 10.11 – Полуторная схема: а) – полная; б) – «трансформатор-шины» с присоединением двух линий в цепочку из трёх выключателей

Секционирование необходимо для ограничения числа отключаемых трансформаторов и выключателей при коротких замыканиях на шинах. Отказ секционного выключателя ни к каким нарушениям в работе других элементов не приводит.

Достоинства полуторных схем:

1. Надежность, т.к. при повреждении любого элемента и при КЗ на шинах все неповрежденные элементы остаются в работе.

2. Экономичность.

3. Ремонтопригодность. Их недостатки:

1. Усложнение цепей релейной защиты.

2. Отключение поврежденного элемента двумя выключателями.

Полуторная схема применяется на мощных узловых подстанциях при числе

присоединений 8 и более в РУ на напряжение 330 – 750 кВ. Рекомендуется тогда, когда число трансформаторов равно числу линий.

Если число присоединений 6 или 7, то линии включаются в цепочку из трех выключателей, а трансформаторы присоединяются непосредственно к шинам, без выключателей, образуя блок «трансформатор-шины» (рисунок 10.11,б).

#### **Схема с двумя выключателями на присоединение**

Распределительные устройства с двумя выключателями на каждое присоединение нашли применение в Западной Европе и Северной Америке (рисунок 10.12,а)

В этой схеме все выключатели в нормальном режиме включены. Обе системы шин находятся под напряжением. Поврежденный элемент отключается двумя выключателями в цепочке, не нарушая нормальной работы всей установки в целом.

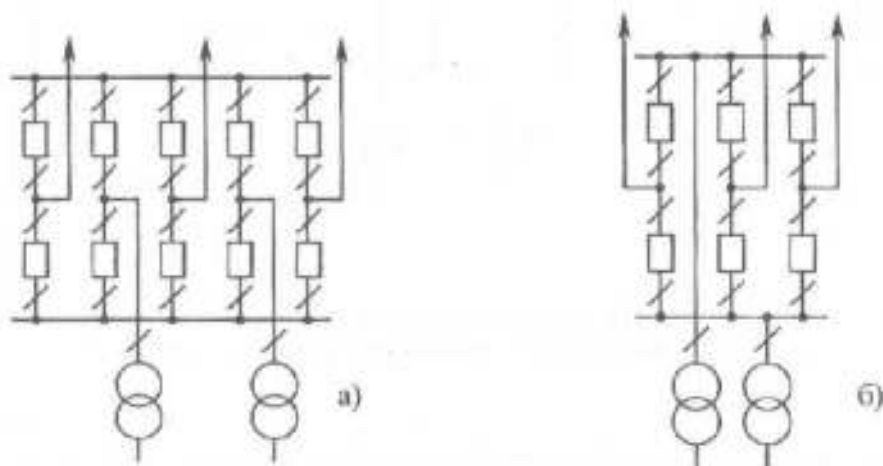


Рисунок 10.12 – Схема с двумя системами шин и двумя выключателями на присоединение

Схема достаточно надежна; ремонтпригодна; маневренна, т.к. позволяет отключать любой элемент. В схеме имеется возможность произвести расширение в случае необходимости. Применяется в РУ 330-750 кВ.

Недостатком этой схемы является ее высокая стоимость. Схема имеет лучшие экономические показатели, если трансформаторы присоединяются непосредственно к шинам, без выключателей, образуя блок трансформатор-шины (рисунок 10.14,б).

### Схема «четыре выключателя на три присоединения»

Эта схема применяется в РУ 330-500 кВ, АЭС, КЭС или мощных узловых подстанциях при соотношении числа линий и трансформаторов 2:1 или 1:2. В схеме имеются две системы шин, соединенные цепочками из четырех выключателей. Каждое присоединение включается между двумя выключателями. В нормальном режиме все выключатели включены. Схема достаточно экономична и удобна в обслуживании, если принять компоновку с двухрядным расположением выключателей (рисунок 10.13,б)

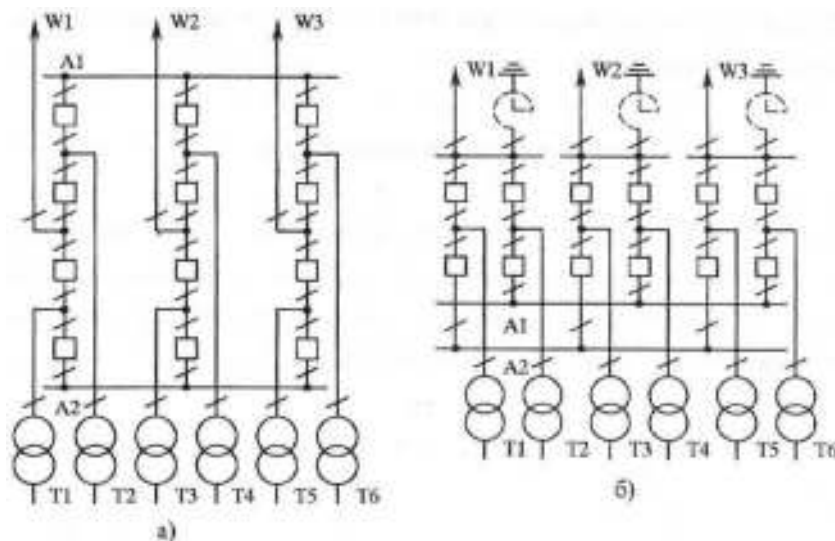


Рисунок 10.13 – Схема с 4/3 выключателя на присоединение

Эксплуатационные свойства схемы близки к свойствам полуторной схемы. Выбор между этими схемами определяется числом присоединений и местными условиями.

### 10.4 Схемы на среднем напряжении подстанций

На стороне среднего напряжения схемы подстанций определяются главным образом числом отходящих линий передачи и величиной напряжения. Средним напряжением могут быть 35, 110, 150, 220, 330 кВ. Ориентировочное предельное число отходящих линий при правильной конфигурации сети для разных напряжений таковы:

35 кВ – до 15 линий 150-220 кВ – 8-10 линий 110 кВ - 10-12 линий  
330 кВ – 6 – 8 линий

При таком большом числе отходящих линий на стороне среднего напряжения подстанций возможными схемами являются схемы с одиночной системой шин, с двойной системой шин, с обходной системой шин. При этом установка выключателей в цепях трансформаторов и автотрансформаторов обязательна. В цепях линий допустима установка групповых выключателей при попарно параллельных линиях.

### Схемы с одной системой шин

На стороне 35 кВ при числе присоединений менее 10 применяется схема с одной системой шин. Если потребители неответственные (третьей категории), небольшой или средней мощности и установлен один трансформатор (автотрансформатор), то применяется одна несекционированная система шин РИСУНОК 10.14.

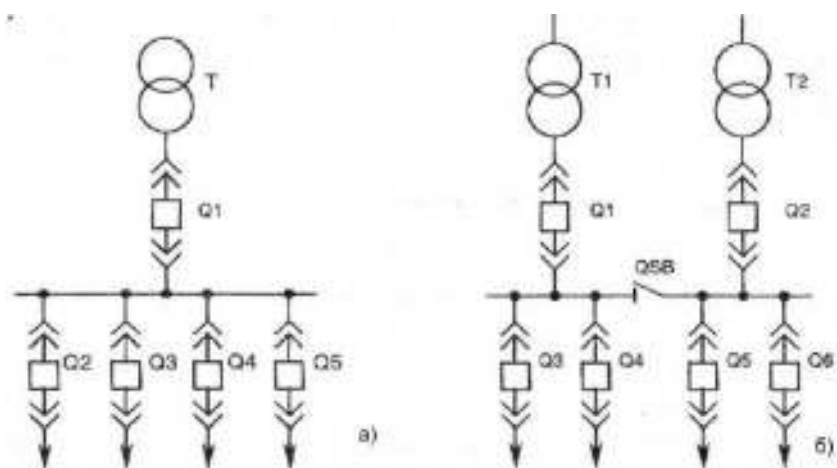


Рисунок 10.14 – а) – Схема с несекционированной системой шин;

б) – Схема с одной системой шин

Если при тех же условиях по условиям нагрузки требуется установка более одного трансформатора (рисунок 10.14, б) или устанавливается трансформатор с расщепленной обмоткой (рисунок 10.15), то шины секционируются разъединителями. Число секций равно числу трансформаторов (автотрансформаторов) или обмоток.

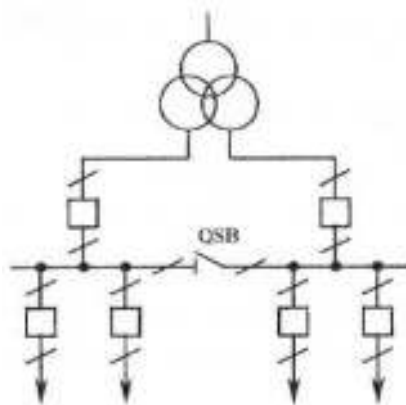


Рисунок 10.15 – Схема подключения трансформатора с расщепленной обмоткой

Если потребители первой и второй категории надежности, то между секциями устанавливается секционный выключатель QB (рисунок 10.16), который снабжен системой АВР (автоматический ввод резерва) для ответственных потребителей.

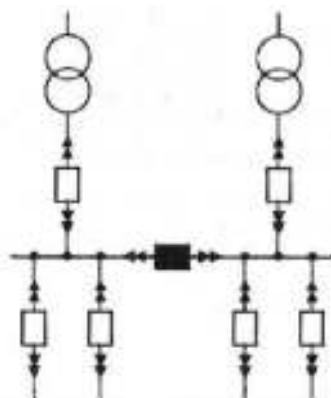


Рисунок 10.16 – Схема с одной системой шин, секционированной выключателем

В нормальном режиме секционный выключатель QB или секционный разъединитель QSB отключены.

Схемы с одной системой шин просты, наглядны, экономичны, надежны в необходимых пределах. К недостаткам можно отнести недостаточную ремонтпригодность, так как:

а) ремонт выключателя или трансформатора приводит к отключению присоединения;

б)при ремонте шин отключаются все присоединения, получающие питание с этой секции шин, и нерезервированные по сети потребители отключаются на все время ремонта и ревизии.

### Схема с двумя системами шин

При числе присоединений 10 и более на стороне 35 кВ может применяться схема с двойной системой шин и одним выключателем на присоединение (рисунок 10.17).

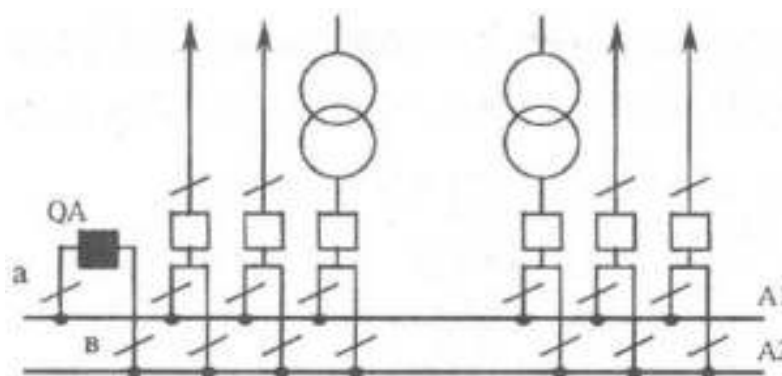


Рисунок 10.17 - Схема с двумя рабочими системами шин

В схемах с двумя системами шин каждое присоединение содержит выключатель и два разьединителя. Разьединители служат для изоляции выключателей от сборных шин при их ремонте, а также для переключения присоединений с одной системы шин на другую без перерыва в их работе. На отходящих линиях предусматриваются линейные разьединители. Системы шин

Возможны два варианта работы схемы. Вариант 1.

Обе системы шин A1 и A2 - рабочие, находятся под напряжением (рисунок 10.17).

В нормальном режиме должен быть включен только один шинный разьединитель присоединения. Таким образом, часть элементов схемы подсоединяется к одной системе шин, а часть - к другой. Такой режим работы называется работой с фиксированным присоединением цепи. При большом числе трансформаторов и присоединений системы шин должны секционироваться выключателями.

QA - шиносоединительный выключатель (ШСВ), в нормальном режиме отключен. ШСВ предназначен для перевода цепей с одной системы шин на

другую, а в случае потери питания на одной из систем шин (при отключении трансформатора) выполняет роль секционного выключателя.

При изменении режима работы подстанции или при подготовке к ремонту системы шин можно переключить присоединения с одной системы шин на другую разъединителями. Но ШСВ при этом должен быть включен, что обеспечивает параллельную работу шинных разъединителей и позволяет производить переключения разъединителями, не опасаясь образования электрической дуги на их контактах.

После окончания операций с шинными разъединителями ШСВ должен быть отключен. Во избежание неправильных операций предусматривается блокирующее устройство. Для этого шинные разъединители каждого присоединения блокируют с ШСВ и предусматривают блокировку между выключателем и разъединителями в пределах каждого присоединения.

Вариант 2.

Одна система шин A1 - рабочая, находится под напряжением. Другая система шин A2 - резервная, в нормальном режиме без напряжения (рисунок 10.18).

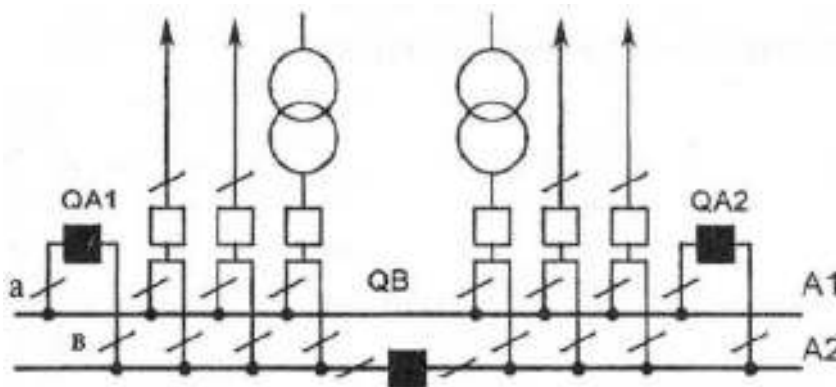


Рисунок 10.18 – Схема с двумя системами шин, одна из которых рабочая, другая резервная

Шинные разъединители резервной системы шин отключены. Рабочая система шин секционируется по числу источников питания, резервная не секционируется. ШСВ и секционный выключатель в нормальных условиях отключены.

Данный вариант схемы с двумя системами шин чаще используется на генераторном напряжении подстанций, где секционный выключатель

QB должен быть включен для обеспечения параллельной работы генераторов. Достоинства схемы с двумя системами шин: возможность поочередного ремонта шин без перерыва работы присоединений; маневренность схемы при изменении режима работы. Недостатки: сложность схемы, ее дороговизна; оперативное назначение разъединителей; низкая ремонтпригодность: ремонт выключателя или линейного разъединителя связан с отключением присоединения на время ремонта; при коротких замыканиях в ШСВ отключаются обе системы шин; снижается надежность схемы в ремонтном режиме при переходе всей установки на одну систему шин. На стороне среднего напряжения 110 – 220 кВ схема с одиночной секционированной системой шин возможна только при двух отходящих линиях и двух трансформаторах (рисунок 10.19, а) или при четырех попарно параллельных линиях (рисунок 10.19, б). Секционный выключатель QB на стороне 110 – 248 кВ включен для обеспечения устойчивости системы.

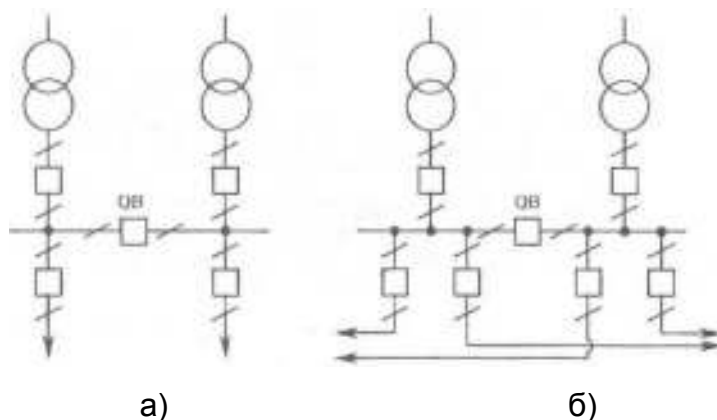


Рисунок 10.19 – а) – Схема с одной системой шин на стороне 110-220 кВ; б) – Схема с попарно секционированной параллельными линиями на стороне среднего напряжения

### Схемы с обходной системой шин

Чтобы обеспечить возможность поочередного ремонта выключателей без перерыва работы соответствующих присоединений, предусматривают обходную систему шин и обходной выключатель.

Обходная система шин предназначена для проведения ремонта и ревизии оборудования без перерыва нормальной работы присоединений. Все присоединения получают питание во время ремонта в обход своего



выключателя от обходной (вспомогательной) системы шин через обходной выключатель (рисунок 10.20).

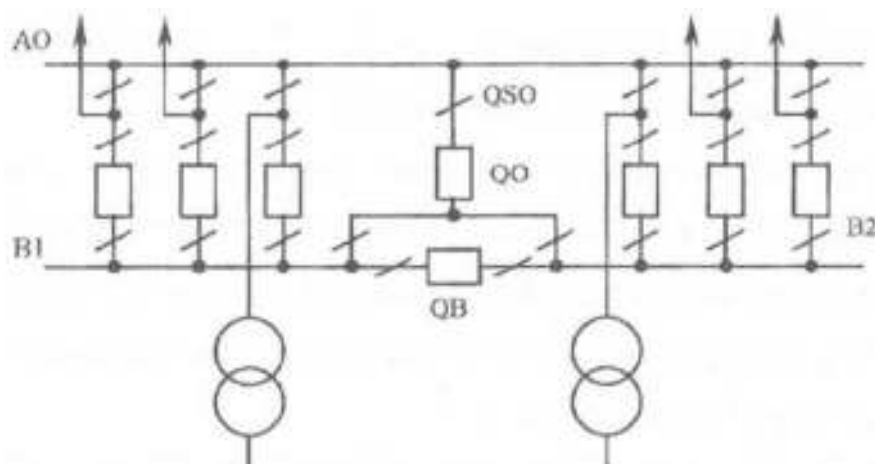


Рисунок 10.20 – Схема с обходной системой шин с однорядным расположением рабочих шин

В нормальном режиме обходная система шин находится без напряжения; разъединители QSO отключены; обходной выключатель QO - отключен.

Если число присоединений 7 и более (обычно до 15), то работа обходного QO и секционного выключателя QB должна быть разделена (рисунок 10.21). Технически очень трудно сделать развилку, охватывающую секционный выключатель. Поэтому применяют схему с двухрядным расположением секций и фиксированным подсоединением элементов с обходной системой шин (рисунок 10.22).

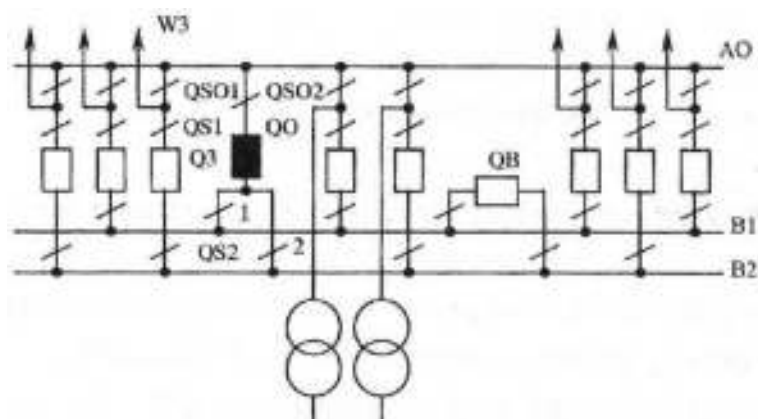


Рисунок 10.22 – Одна рабочая система шин с обходной системой

Секционный выключатель QB напоминает по схеме присоединения шиносоединительный выключатель. Обходной выключатель присоединяется к любой рабочей секции с помощью развилки из разъединителей.

В этой схеме В1, В2 - одна рабочая система шин, секционированная выключателем. Обходной выключатель может заменить любой другой выключатель без перерыва в питании потребителей.

### Порядок замены рабочего выключателя на обходной

Предположим, необходимо вывести в ремонт выключатель Q3, для чего надо произвести следующие операции:

1. Включить разъединители 1 и QS02 обходного выключателя.
2. Включить QO для проверки исправности обходной системы шин АО.
3. Отключить QO.
4. Включить разъединитель QS01.

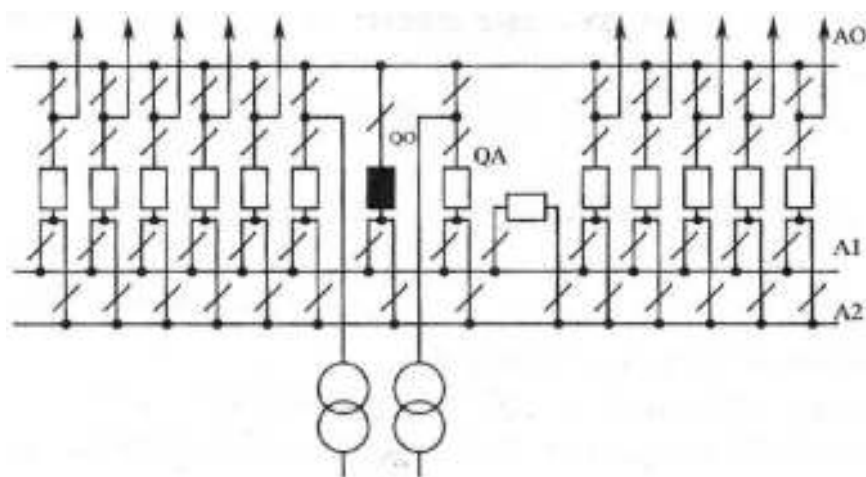


Рисунок 10.23 – Две рабочих системы шин с обходной системой

Применение дополнительной системы шин в схеме с двумя системами шин с ОСШ казалось бы, должно было увеличить надежность электроснабжения потребителей.

Но на самом деле переход от одной системы шин с ОСШ к схеме с двумя системами шин с ОСШ снижает надежность РУ и значительно увеличивает затраты на ремонт и обслуживание.

Проведенный группой специалистов анализ отказов систем сборных шин на 26 подстанциях напряжением 500/220 кВ за 15 лет в период с 1978 по 1992 годы привел к следующим выводам:

1. Основной причиной аварийных отключений рабочих систем сборных шин

220 кВ являются отказы шинных разъединителей и отказы оборудования в ячейках ТН;

- причиной погашения сборных шин 500 кВ является ложное срабатывание релейной защиты.

2. Отказы разъединителей 220 кВ вызваны разрушением их опорных колонок;

- отказы разъединителей 500 кВ возникали при неблагоприятных природных воздействиях.

3. Параметр потока отказов (удельная повреждаемость, 1/год) разъединителей 220 кВ заметно выше, чем у разъединителей 500 кВ. Это вызвано тем, что первые выполняют оперативные функции и функцию создания видимого разрыва, вторые - только последнюю функцию.

4. Большое количество операций разъединителями 220 кВ усложняет эксплуатацию РУ. Возможны ошибочные включения заземляющих ножей шинных разъединителей, находящихся под напряжением.

5. Ликвидация аварий в РУ 220 кВ затягивается, т.к. все операции по переходу с одной системы шин на другую производятся разъединителями.

6. Использование схемы с двумя системами шин с ОСШ увеличивает затраты на сооружение здания РУ и оборудование при снижении надежности потребителей, т.е. ухудшает технико-экономические характеристики ПС.

Использование двух систем сборных шин в схемах с ОСШ должно требовать в проектах специального обоснования.

На подстанции с двумя средними напряжениями следует избегать схем с двойной трансформацией. Наиболее целесообразна установка четырех трансформаторов два из которых на СН1, а два на СН2 (рисунок 10.24).

### **10.5 Схемы на низшем напряжении подстанций**

Низшим напряжением на подстанции может быть 6, 10, 35 кВ. На стороне низшего напряжения при выборе схемы одновременно решается вопрос об ограничении токов КЗ в следующей последовательности:

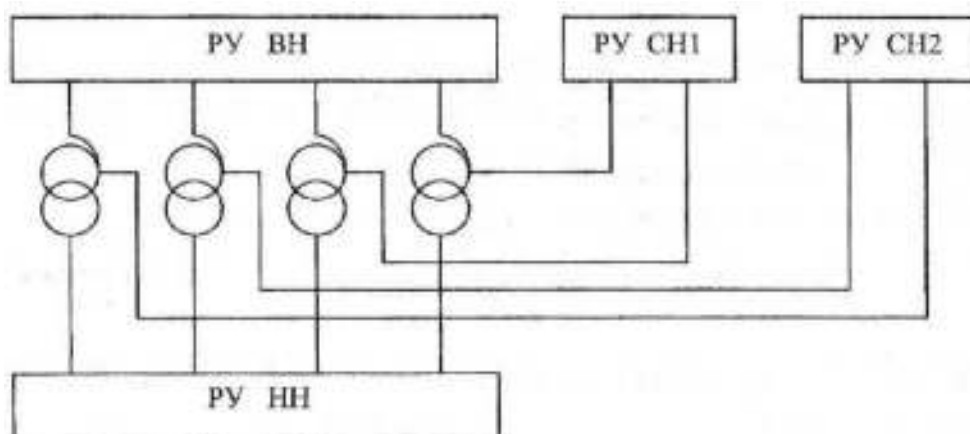


Рисунок 10.24 – Структурная схема узловой подстанции с двумя средними напряжениями

- предусматривается раздельная работа трансформаторов (рисунок 10.25);
- используется трансформатор с повышенным значением напряжения КЗ:

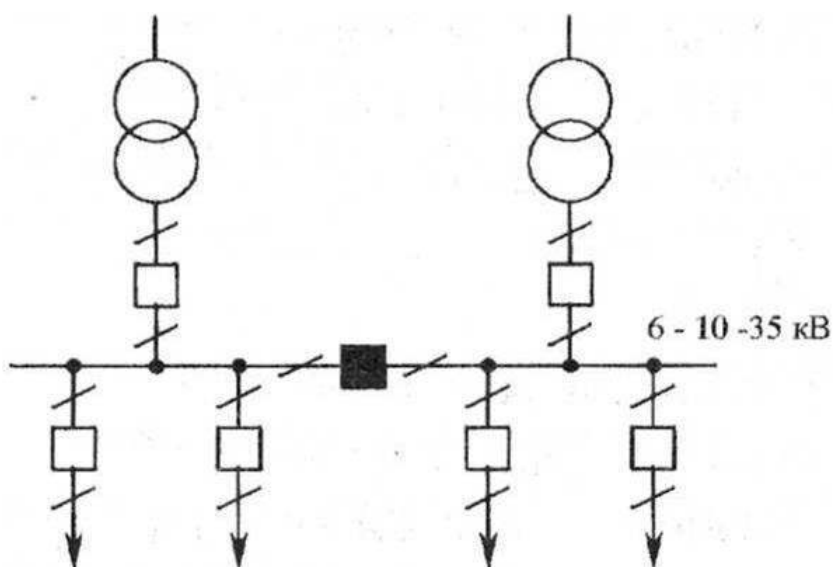


Рисунок 10.25 – Схема с одной системой шин, секционированным выключателем с раздельной работой трансформаторов

Используется трансформатор с расщепленной обмоткой (рисунок 10.26);  
 Устанавливаются реакторы в цепи трансформатора (рисунок 10.27);  
 Устанавливаются синхронные компенсаторы с пусковыми реакторами выводам низшего напряжения автотрансформатора (рисунок 10.28).

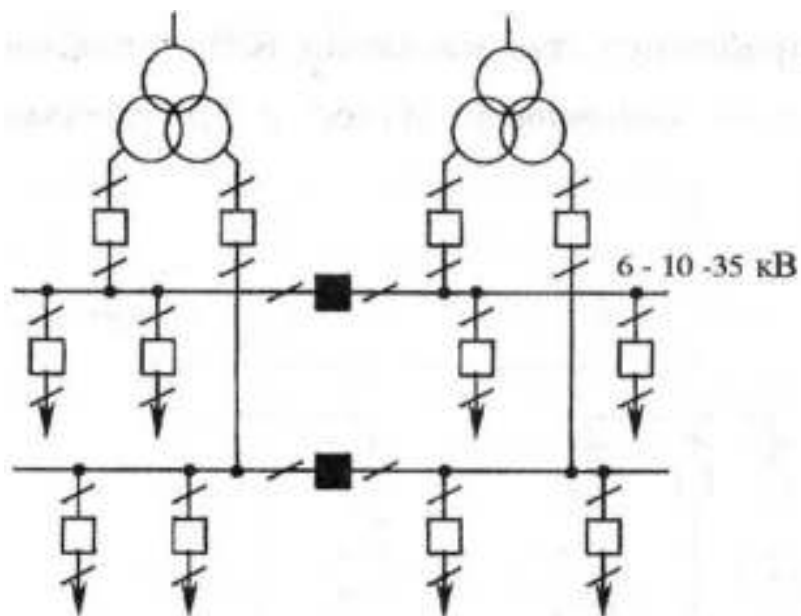


Рисунок 10.26 – Схема включения трансформаторов с расщепленной обмоткой НН

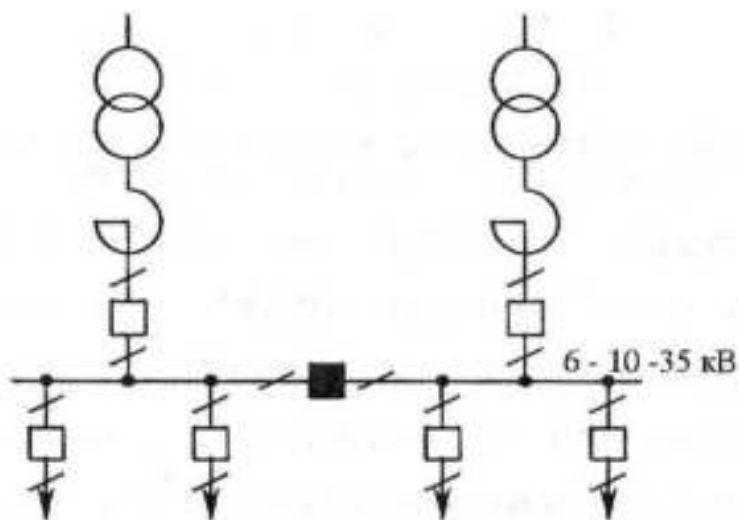


Рисунок 10.27 –. Схема включения токоограничивающих реакторов в цепи

Компенсация реактивной мощности должна производиться в тех пунктах сети, где она потребляется, так как около 50% потребляемой в системах реактивной мощности составляют потери в трансформаторах и линиях передачи. В некоторых случаях на современных мощных узловых подстанциях бывает необходимо питать местную нагрузку при напряжении 6 кВ и одновременно присоединить синхронные компенсаторы на напряжение 10 кВ. В этом случае на стороне 10 кВ автотрансформаторов предусматривается установка специальных понижающих трансформаторов 10/6 кВ (рисунок 10.29).

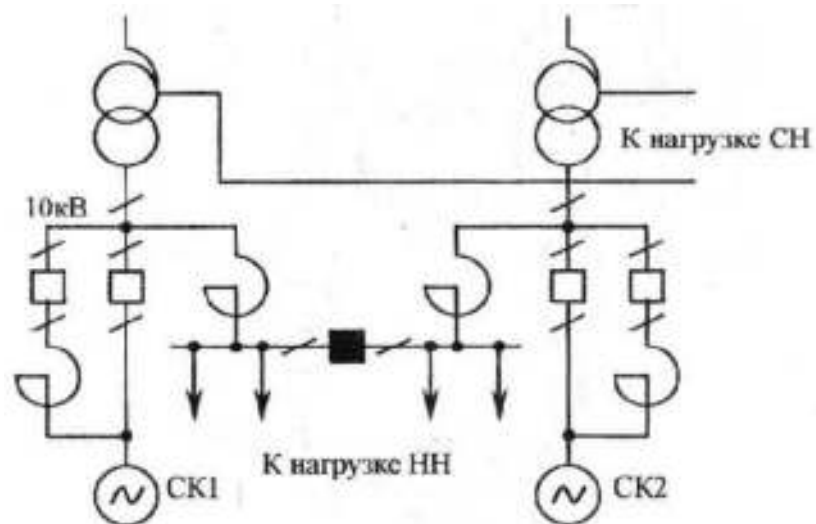


Рисунок 10.28 – Схема включения синхронных компенсаторов со стороны НН автотрансформаторов

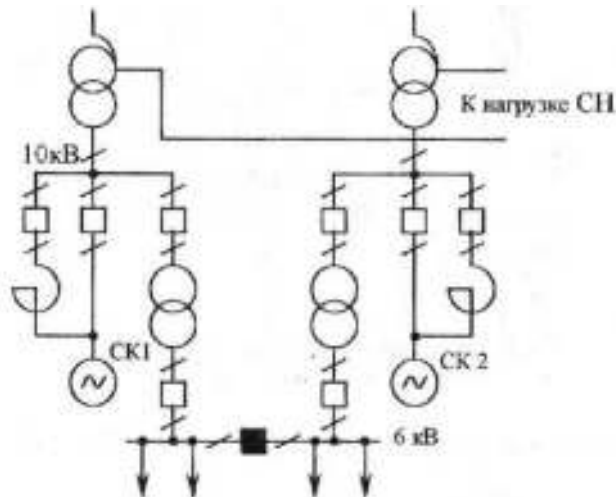


Рисунок 10.29 – Схема включения синхронных компенсаторов при нагрузке на низшем напряжении 6 кВ

Следует отметить, что прогрессирующей тенденцией должен быть отказ от применения напряжения 6 кВ для питания местной нагрузки и замена его напряжением 10 кВ.

1. На мощных узловых подстанциях нередко появляется необходимость подключения питания местного близлежащего района на напряжение 6 или 10 кВ и более удаленного - на напряжение 35 кВ. Возможны несколько вариантов построения схем: 1. Если в сети преобладает нагрузка на стороне 6 - 10 кВ, то применима схема, изображенная на рисунок 10.30.

2. В противном случае уместны схемы, предусматривающие исполнение обмоток низшего напряжения автотрансформатора на 35 кВ (рисунок 10.31.). Потребители 6-10 кВ получают питание через понижающие трансформаторы 35/6 или 35/10 кВ, подключенные со стороны НН автотрансформаторов.

3. Если нагрузки 6-10 кВ и 35 кВ равнозначны по величине и степени надежности потребителей, то целесообразно применить схему, изображенную на рисунке 10.32.

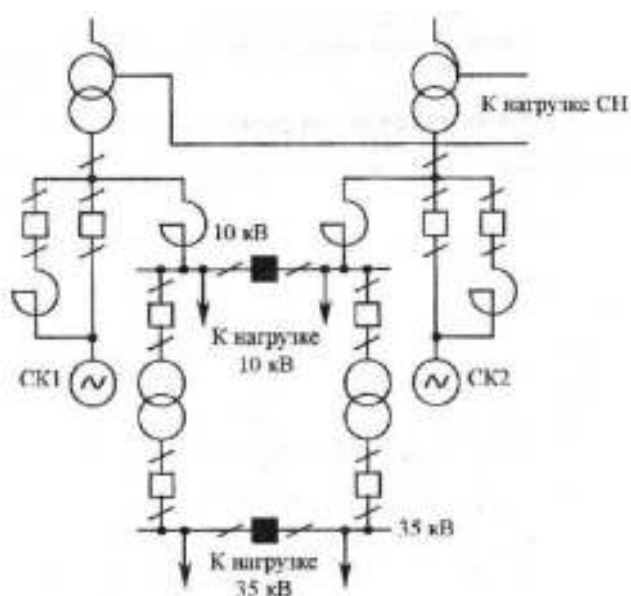


Рисунок 10.30 – Схема подключения нагрузки на напряжение 35 кВ через повышающие трансформаторы 10/ 35 кВ

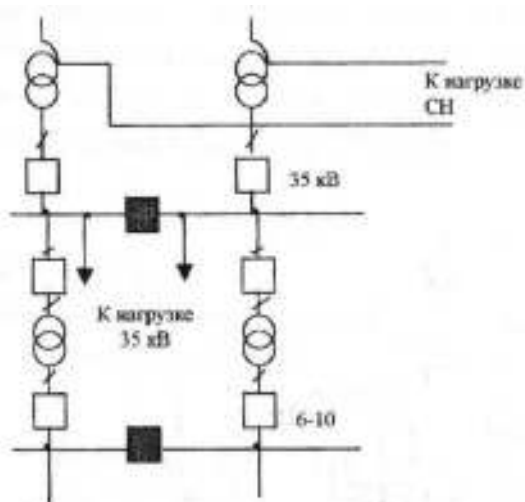


Рисунок 10.31 – Схема подключения нагрузки на напряжение 6-10 кВ через понижающие трансформаторы 35/10-6 кВ

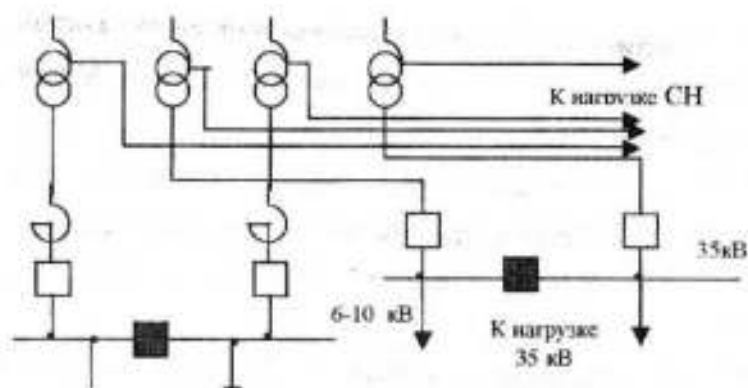


Рисунок 10.32 – Схема подключения равнозначной нагрузки на напряжение 35 кВ и 6-10 кВ

Наиболее приемлемой схемой при наличии напряжений 6,10 и 35 кВ является вариант схемы (рисунок 10.33), предусматривающий установку трехобмоточных трансформаторов для питания сети 6 и 35 кВ. Так как в этом варианте потери энергии меньше вследствие отсутствия двойной трансформации, то главная схема получается дешевле и проще в эксплуатации.

В том случае, когда невозможно по нагрузке использовать трехобмоточные трансформаторы, применяется схема с установкой отдельных трансформаторов 10/6 кВ и 10/35 кВ (рисунок 10.34), присоединенных под общий выключатель.

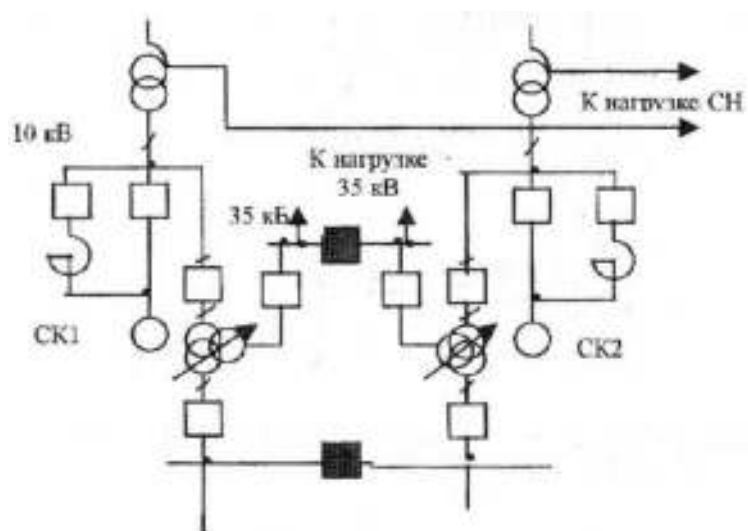


Рисунок 10.33 – Схема подключения нагрузки на напряжение 6 и 35 кВ через трехобмоточные трансформаторы 10/ 6/35 кВ



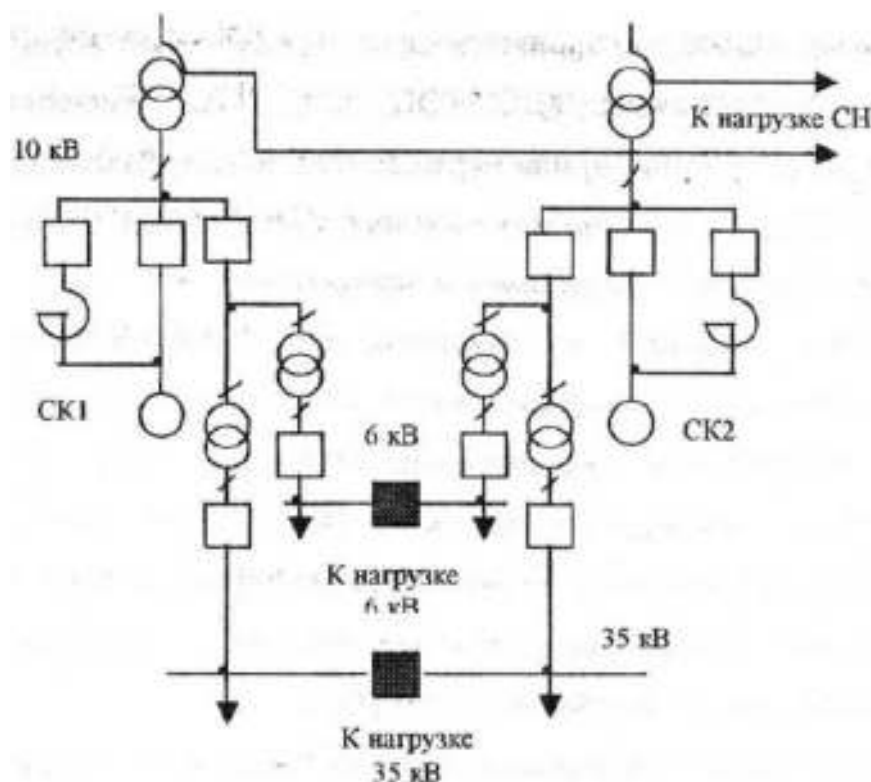


Рисунок 10.34 – Подключение нагрузки 6 и 35 кВ через двухобмоточные трансформаторы

### 10.6 Схемы электрических соединений блочных электростанций

Существует большое разнообразие главных схем электростанций. Однако их можно разбить на две основных группы:

- 1) блочные схемы;
- 2) неблочные схемы.

В блочных схемах связь генераторов между собой осуществляется на шинах ВН электростанций (КЭС, ГЭС, АЭС, ТЭЦ, имеющих единичные агрегаты большой мощности) или через энергосистему (рисунок 10.35). На блочных электростанциях вся вырабатываемая энергия отдается в сеть энергосистемы при повышенных напряжениях 110 - 750 кВ. Основные агрегаты таких станций - генератор и трансформатор соединяют непосредственно в блок, в связи с чем не сооружаются распределительные устройства генераторного напряжения. Раздельная работа генератора и трансформатора, входящих в блок, как правило, не предусматривается. Мощность трансформаторов должна обеспечивать выдачу всей энергии, вырабатываемой генераторами, в сеть

повышенного напряжения за вычетом энергии, потребляемой на собственные нужды.

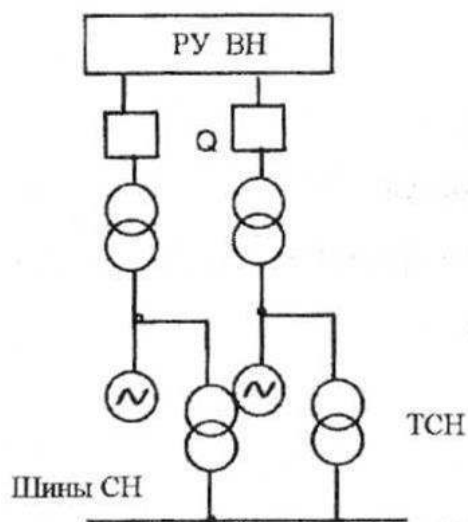


Рисунок 10.35 – Схема электростанции блочного типа

Для обеспечения собственных нужд станции выполняются отпайки от генераторов каждого блока, и напряжение снижается до 6-10 кВ или линии реагируются. Неблочные схемы имеют поперечные связи на генераторном напряжении (рисунок 10.36). Если на электростанции установлены агрегаты небольшой мощности от 60-100 МВт, а потребители расположены на небольшом расстоянии, то они получают энергию напрямую с электростанции. В этом случае на электростанции сооружается распределительное устройство на генераторном

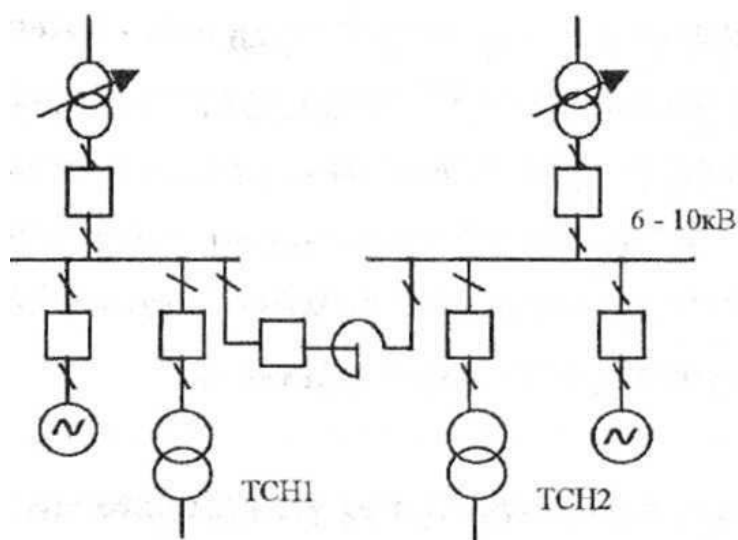


Рисунок 10.36 – Схема электростанции, имеющей ГРУ

напряжении (ГРУ). Связь с энергосистемой осуществляется на повышенном напряжении. Для этого устанавливаются повышающие трансформаторы связи. А трансформаторы собственных нужд получают питание с шин генераторного напряжения.

Блочные схемы имеют ряд преимуществ:

- а) исключается РУ генераторного напряжения;
- б) сокращается протяженность всех коммуникаций;
- в) уменьшается количество выключателей, разъединителей и других аппаратов, что приводит к экономии материалов;
- г) упрощается эксплуатация.

Блочные схемы различных электростанций имеют свои особенности.

а) В этой схеме необходимо три выключателя Q1, Q2, Q3 для того, чтобы иметь возможность отключить блок от шин одного напряжения и сохранить его работу на двух других.

Между автотрансформатором и выключателями требуется установка разъединителей для возможности вывода в ремонт выключателя при сохранении в работе блока (рисунок 10.37).

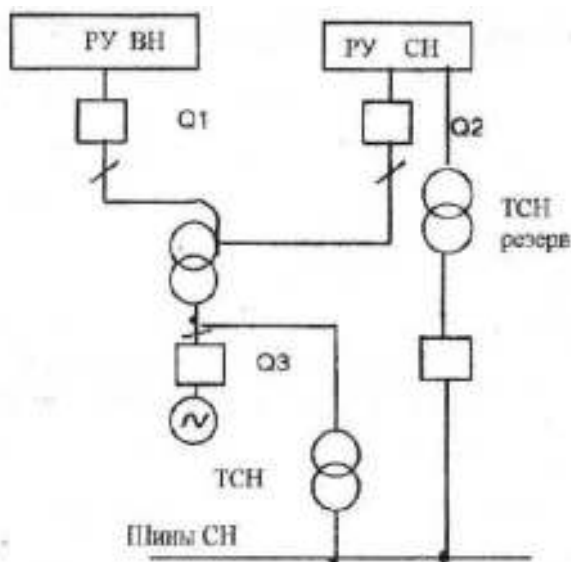


Рисунок 10.37 – Блочная схема с двумя повышенными напряжениями

б) схема с двумя блоками, объединенными под общий выключатель (рисунок 10.38):

Такая схема позволяет упростить и удешевить конструкцию РУ на ВН. Выключатели Q2 и Q3 необходимы для включения генераторов на параллельную работу и обеспечения большей надежности, т.к. при повреждениях в одном из генераторов другой остается в работе.

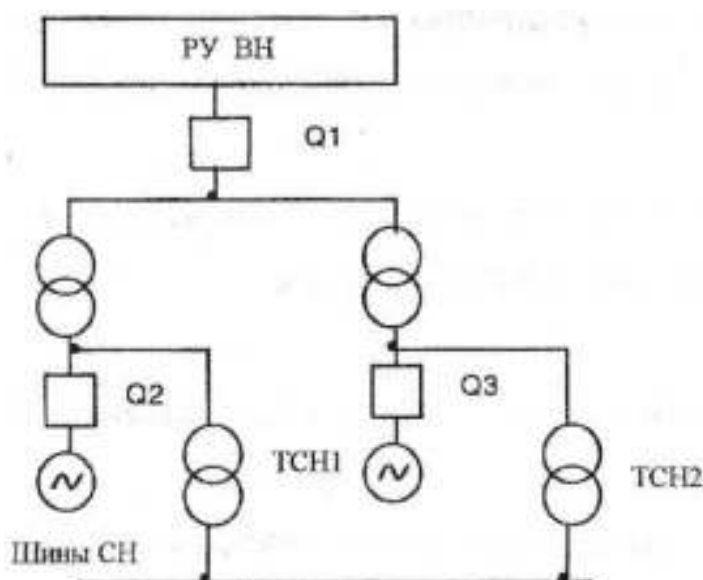


Рисунок 10.38 – Схема КЭС с объединенными блоками

ТСН1 и ТСН2 взаимно резервируют друг друга. Уязвимое место - выключатель Q1, При повреждении Q1 объединенные блоки оказываются отрезаны от РУ ВН.

Применение объединенных энергоблоков допустимо в энергосистемах, имеющих достаточный резерв и пропускную способность межсистемных связей, а также в случае ограничения площади под РУ или в целях экономии выключателей, воздушных или кабельных линий между трансформатором и РУ.

### Схемы атомных электростанций

Электрические схемы АЭС немногим отличаются от схем КЭС. С учетом значительной единичной мощности блоков (до 1500 МВт) Нормы технологического проектирования не рекомендуют применение на АЭС сдвоенных блоков. Каждый блок должен быть присоединен к сборным шинам станции через отдельные повышающие трансформаторы и отдельные выключатели. Для СН используются трансформаторы с расщепленной обмоткой.

а) схема простого блока с выключателем между генератором и трансформатором (рисунок 10.39):

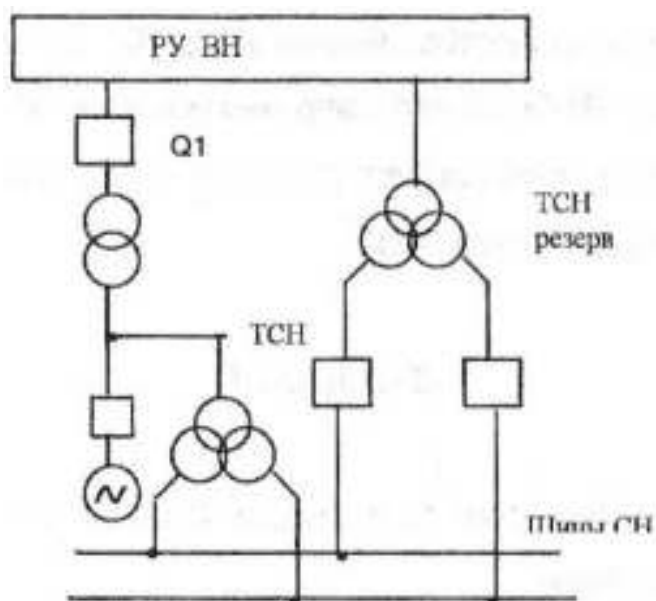


Рисунок 10.39 – Блочная схема с выключателем на стороне НН

Схема удобна в эксплуатации, поскольку система СН получает питание при отключенном выключателе генератора. Отключение всего блока от сборных шин ВН возможно лишь в редких случаях при повреждении всего блока. При этом система СН переключается на резервный ТСН.

б) схема с одним генератором и двумя трансформаторами (рисунок 10.40):

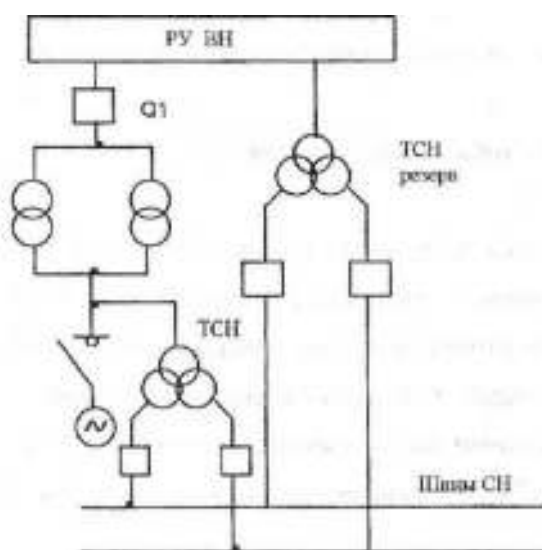


Рисунок 10.40 – Блочная схема с одним генератором и двумя трансформаторами с общим выключателем на стороне ВН

Параллельные обмотки генератора включаются на разные трансформаторы. Трансформатор собственных нужд присоединяется отпайкой на участке между выключателем нагрузки и повышающим трансформатором. Резервные трансформаторы собственных нужд АЭС должны присоединяться к разным секциям одного РУ высшего напряжения, или к РУ разных напряжений, или к третичной обмотке автотрансформатора, или к посторонним источникам питания, расположенным вблизи АЭС.

### Схемы ГЭС

Главные схемы ГЭС схожи со схемами КЭС соответствующей мощности, но имеют свои особенности.

1) Увеличение установленной мощности на ГЭС исключается, и расширение РУ на ВН не требуется.

2) ГЭС работают в пиковой части графика энергосистемы, следовательно, агрегаты часто включаются и отключаются и установка выключателя на генераторном напряжении необходима (рисунок 10.41). Для ГЭС, где единичная мощность генераторов небольшая, характерно применение укрупненных схем с двумя генераторами и одним трансформатором и выключателем на генераторном напряжении (рисунок 10.41), или с трансформатором с расщепленной обмоткой с двумя генераторами и с выключателями нагрузки (рисунок 10.42).

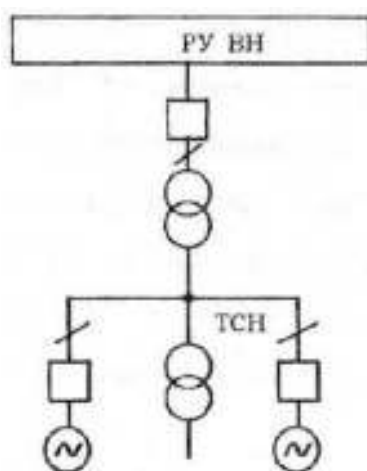


Рисунок 10.41 – Укрупненная схема ГЭС с выключателем на генераторном напряжении

3)Повышающие трансформаторы устанавливаются в условиях ограниченной площадки, что вызывает необходимость укрупнения энергоблоков (рисунок 10.42).

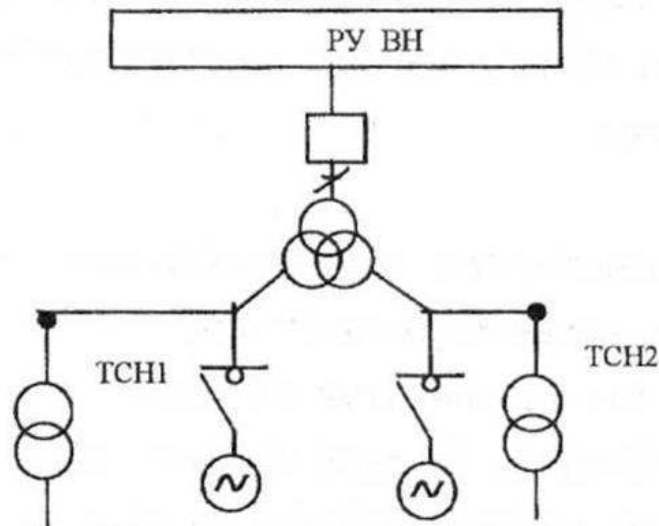


Рисунок 10.42 – Укрупненная схема ГЭС с выключателем нагрузки на генераторном напряжении

4) ГЭС сооружается на значительном расстоянии от потребителей, следовательно, вся мощность выдается только на повышенном напряжении.

### 10.7 Схемы электрических соединений электростанций на генераторном напряжении

Если электростанция расположена вблизи потребителей и на ней установлены агрегаты небольшой мощности, то на ТЭЦ сооружается распределительное устройство на генераторном напряжении (ГРУ). Распределение выработанной энергии по потребителям производится на генераторном напряжении, а повышающие трансформаторы предназначены для связи шин генераторного напряжения с энергосистемой. Они так и называются - трансформаторы связи. Они необходимы для выдачи избыточной мощности в энергосистему и для резервирования питания нагрузок при плановом или аварийном отключении генераторов.

Число трансформаторов связи выбирается из следующих соображений:

1. Если ТЭЦ отдает в систему только избыточную энергию и число секций не превышает двух, то устанавливается один трансформатор.

2. При выдаче в энергосистему от ТЭЦ значительной энергии (10-12%) - устанавливаются два трансформатора.

3. При трех и более секциях сборных шин устанавливаются два трансформатора связи. При этом нельзя присоединять трансформаторы связи к двум смежным секциям.

Схема РУ на генераторном напряжении может быть нескольких видов: несекционированная система шин; одна секционированная система шин; одна система шин, соединенная в кольцо; схема с двумя системами шин.

### Несекционированная система шин

Несекционированная система шин является простейшей схемой из применяемых на генераторном напряжении электростанций (рисунок 10.43). Число выключателей в ней равно количеству присоединений. В каждой цепи предусматриваются шинный разъединитель QS1 и линейный разъединитель QS2. Трансформатор собственных нужд получает питание с шин генераторного напряжения.

Схема применяется только для небольшой местной станции, обслуживающей потребителей третьей категории надежности, преимущественно с одним источником питания. При этом стремятся сооружать комплектные распределительные устройства (КРУ), обладающие высокой надежностью и ремонтопригодностью.

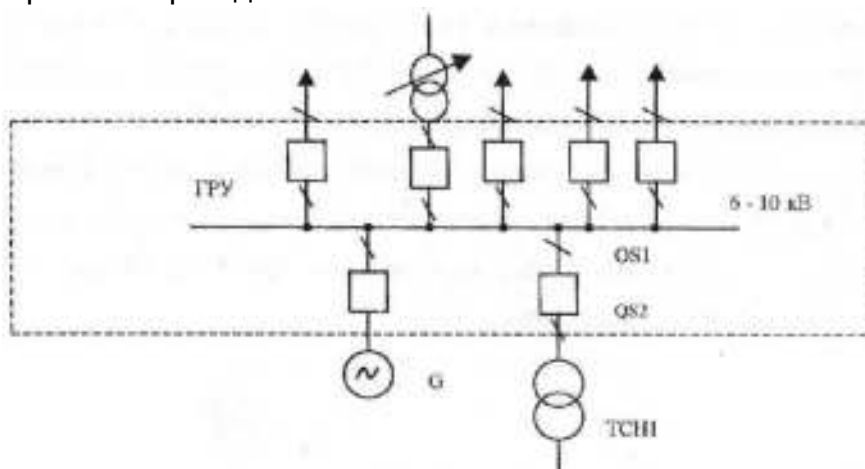


Рисунок 10.43 – Схема электростанции с одной несекционированной системой шин



Достоинства схемы:

1. Простота.
2. Низкая стоимость РУ.
3. Ремонтное назначение разъединителей. Ее недостатки:

1. Малая надежность, т.к. короткое замыкание на шинах или на шинных разъединителях вызывает отключение генератора и обесточивание всей установки и потребителей.

2. Низкая ремонтпригодность, т.е. при ремонте любого выключателя отключается его присоединение, а при ремонте или ревизии сборных шин необходимо отключение генератора.

#### **Схема с одной системой шин, секционированная выключателем**

Эксплуатационные качества предыдущей схемы улучшаются, если сборные шины разбить на секции по количеству источников питания и секционировать их выключателем и реактором (рисунок 10.44). Секционный реактор служит для ограничения токов КЗ на шинах. В1 и В2 - секции сборных шин, QB - секционный выключатель, LRB - секционный реактор.

На генераторном напряжении секционный выключатель в нормальном режиме включен. Такой режим принимается на электрических станциях, чтобы обеспечить параллельную работу генераторов, при которой оба генератора должны быть одинаково нагружены. Эта схема позволяет распределить присоединения источников питания и взаимно резервирующих друг друга цепей питания потребителей первой и второй категории.

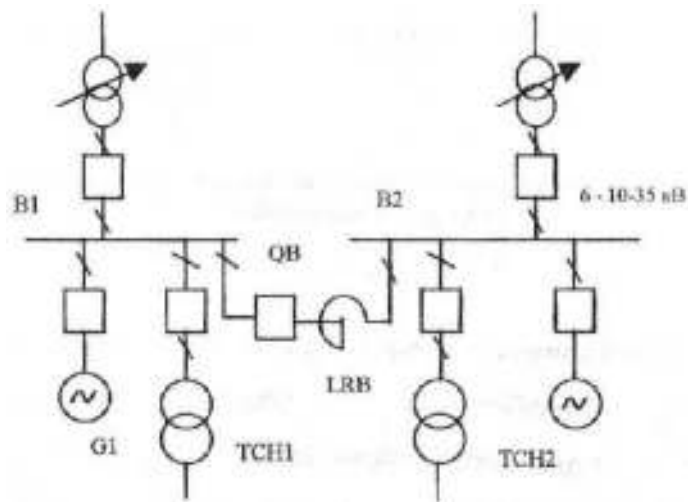


Рисунок 10.44 – Схема электростанции с одной секционированной системой шин

Схема более надежна, чем предыдущая, т.к. при ремонте одного генератора, а также сборных шин одной секции или аварии на них потребители продолжают получать питание от оставшейся секции. Например, при коротком замыкании на шинах секции B1 отключатся выключатель генератора G1 и секционный выключатель. Энергия на секции шин B1

пропадает, но потребители первой категории, имеющие 100% - ный резерв в сети, будут питаться от второй неповрежденной секции. Достоинства схемы:

1. Простота.
2. Надежность.
3. Экономичность.
4. Наглядность.
5. Расширение не представляет трудности. Ее недостатки:

1. При КЗ на шинах теряется один источник питания, следовательно, снижается располагаемая мощность установки.

2. При отключении одной секции ответственные потребители остаются без резерва, а нерезервированные отключаются на все время ремонта.

#### **Схема с одной системой шин, соединенная в кольцо**

Число секций на электростанции равно количеству генераторов. Если оно равно трем и более, тогда сборные шины соединяются в кольцо с помощью секционных реакторов и секционных выключателей (рисунок 10.45). В нормальном режиме все секционные выключатели включены, генераторы работают параллельно. Питание ответственных потребителей производится не менее чем двумя линиями от разных сдвоенных реакторов. Это обеспечивает надежность электроснабжения.

Установка групповых реакторов позволяет уменьшить число присоединений к сборным шинам, что увеличивает надежность работы главных шин. Присоединение группового реактора осуществляется без выключателя благодаря малой вероятности аварий в реакторе. Для отходящих линий применяются выкатные ячейки КРУ.

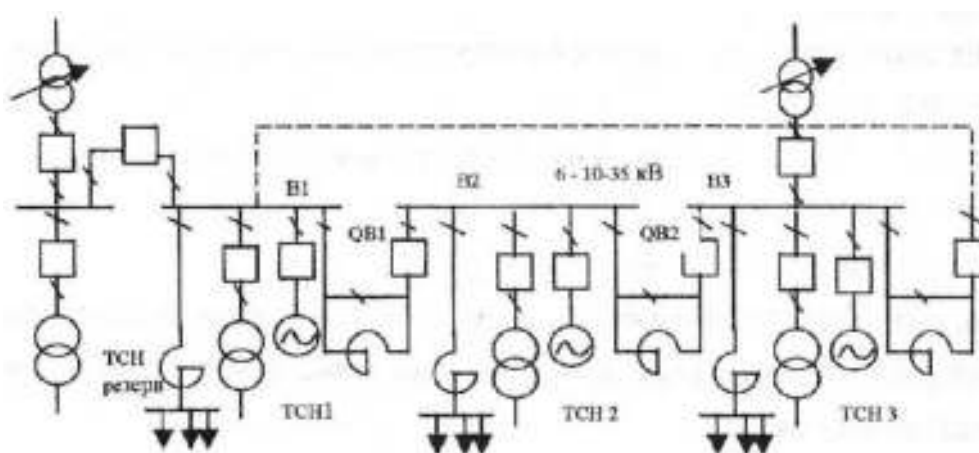


Рисунок 10.45 – Схема электростанции с одной секционированной системой шин, соединенной в кольцо

При коротком замыкании на одной из секций шин отключается генератор данной секции и два секционных выключателя. Параллельная работа оставшихся генераторов при этом не нарушается. Ответственные потребители продолжают получать питание от других секций по резервным линиям.

При ремонте одного из генераторов потребители этой секции получают питание от других генераторов через секционные выключатели и реакторы с двух сторон. Это создает меньшую разницу напряжений, чем при разомкнутом кольце, и позволяет выбирать секционные реакторы на меньший ток, чем в

схеме с незамкнутой системой шин. Для повышения напряжения на секции в случае отключения одного из генераторов секционные реакторы шунтируются разъединителем.

Схема применима на генераторном напряжении электростанций, отдающих большую часть энергии близко расположенным потребителям с генераторами до 63 МВт включительно.

Достоинства:

1. Надежность схемы за счет замкнутого кольца.
2. Установка групповых реакторов увеличивает надежность этой схемы и уменьшает затраты на сооружение РУ и снижает время монтажа.

Недостатки:

Расширение схемы связаны со значительными переделками в выполненной части РУ.

**Схема с двумя системами сборных шин**

Две системы шин предназначены:

- а) для резервирования сборных шин и выключателей присоединений;
- б) для синхронизации или, наоборот, выделения какого-либо генератора из параллельной работы.

В схеме (рисунок 10.46) каждая цепь присоединяется к шинам через один выключатель и вилку из двух разъединителей. А1 - рабочая секционированная система шин. А2 - резервная несекционированная система шин. Т1, Т2 - трансформаторы связи. QА1, QА2 - шиносоединительные выключатели (ШСВ) LRB - секционный реактор.

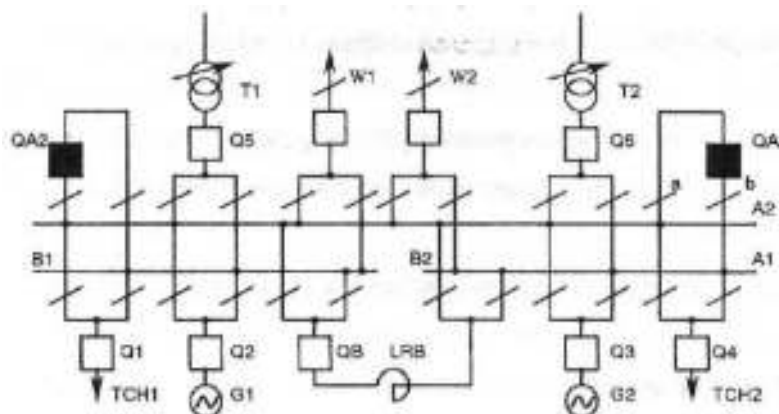


Рисунок 10.46 – Схема с двумя системами сборных шин

Разъединители резервной системы шин отключены. Шинные разъединители являются не только ремонтными, но и оперативными элементами, с помощью которых каждое присоединение подключается к той или иной секции. Во избежание неправильных операций с разъединителями предусматриваются блокирующие устройства. Для этого предусматривают блокировку между выключателем и разъединителями в пределах каждого присоединения, а также шинные разъединители каждого присоединения блокируют с шиносоединительным выключателем.

В нормальном режиме секционный выключатель включен для обеспечения параллельной работы генераторов, а шиносоединительные выключатели - отключены. Резервная система шин без напряжения.

При двух и трех секциях применяется прямолинейная система шин. В этом случае секционируется рабочая система шин, а резервная не секционируется. Количество рабочих секций соответствует числу генераторов на электростанции.

При большем количестве секций рабочая система шин может быть замкнута в кольцо. Каждую секцию рабочей системы снабжают отдельным ШСВ, что позволяет сохранять параллельную работу генераторов при ремонте любой секции шин.

Трансформаторы связи Т1, Т2 предназначены для связи шин генераторного напряжения с системой, для выдачи избыточной мощности в систему и для резервирования питания особо ответственных потребителей.

Шиносоединительный выключатель предназначен для надежного и безопасного перевода цепей с одной системы шин на другую.

### **Перевод цепей в нормальных условиях с рабочей системы шин на резервную при плановом ремонте**

#### Порядок перевода цепей

1. При включенных разъединителях а - й в шиносоединительного выключателя QA1 производят включение ШСВ QA1. Тем самым подается напряжение на обесточенную секцию и производится ее опробование. Перед включением выдержка времени максимальной защиты выключателя снимается.

Если секция шин неисправна, то выключатели мгновенно выключаются, устраняются неисправности и вновь включается ШСВ QA1.

2. Включают разъединители резервной системы шин тех цепей, которые необходимо перевести на резервную систему шин.

3. Отключают разъединители рабочей системы шин переводимых цепей.

4. Отключают ШСВ QA1.

#### **Перевод цепей с рабочей системы шин на резервную при коротком замыкании на одной из секций**

При КЗ на рабочих шинах (например, В1) дифференциальная защита отключает все генерирующие цепи, трансформаторы связи, секционные выключатели, трансформаторы собственных нужд.

После этого необходимо произвести следующие операции:

1. Отключить все выключатели, не отключенные релейной защитой.

2. Отключить разъединители рабочей системы шин.

3. Включить разъединители резервной системы шин.

4. Включить ШСВ QA2.

5. Включить трансформатор собственных нужд и все потребители первой категории надежности. Начать запуск генератора в работу.

6. После синхронизации генератор включается на шины, включается QB, отключается QA2.

При полном погасании электростанции особо ответственные потребители, трансформатор связи и трансформаторы собственных нужд переводятся разъединителями на резервную систему шин. Затем включается выключатель трансформатора связи и подается питание из энергосистемы на резервную систему шин. Генераторы включаются в работу последовательно и переводятся на исправную рабочую секцию.

ШСВ может быть использован для отключения линии при неисправном линейном выключателе, а также для длительной замены линейного выключателя.

### **Отключение выключателя с неисправным приводом с помощью шиносоединительного выключателя**

Предположительно: вышел из строя привод выключателя Q1. 1. Включить ШСВ QA2.

2. Включить разъединители резервной системы шин присоединения с неисправным выключателем.

3. Отключить разъединитель рабочей системы шин у неисправного выключателя. Путь тока от генератора в линию W1 проходит через два последовательно включенных выключателя QA2 и Q1.

4. Отключить ШСВ, тем самым отключить линию.

### **Вывод в длительный ремонт неисправного выключателя**

Предположительно: вышел из строя привод выключателя Q5.

При этом присоединение может быть отключено только на короткое время для демонтажа выключателя. Во время же длительного ремонта присоединение питается через ШСВ.

1. Отключить неисправный выключатель Q5.

2. Отключить разъединители со стороны линии и шин. Установить шинную перемычку вместо выключателя до разъединителя резервной системы шин.

3. Включить разъединители резервной системы шин.

4. Включить шиносоединительный выключатель.

Отключение и включение присоединения производится ШСВ.

Схема с двумя системами шин применяется на генераторном напряжении электростанций для питания электроприемников 1 и 2 категории, при большом количестве присоединений к сборным шинам.

Достоинства схемы с двумя системами шин:

1. Надежность.
2. Оперативная гибкость.
3. Ремонтопригодность в отношении сборных шин

Ее недостатки:

1. Большое количество оборудования,
2. Увеличение капитальных затрат на сооружение.

### 3. Оперативное назначение разъединителей.

#### 10.8 Схемы питания собственных нужд

Состав электроприемников собственных нужд, потребляемые ими мощность и энергия, зависят от типа электростанции или подстанции, вида топлива, мощности агрегатов. Каждый тип электростанции потребляет определенную мощность.

На пылеугольной ТЭЦ мощность приемников СН составляет 8 – 14% от полной мощности, на газо-мазутных ТЭЦ - 5-10%, на пылеугольных КЭС - 5-10 %, на газо-мазутных КЭС - 3-5%, на ГЭС большой мощности - 0,5-1 %, на ГЭС малой и средней мощности - 2-3%, на АЭС - 5-14%, на районных подстанциях - от 50 до 200 кВт, на узловых подстанциях - от 200 до 500 кВт.

Приемники собственных нужд являются потребителями первой категории надежности. Согласно ПУЭ их электроснабжение должно быть обеспечено от двух независимых источников питания.

По влиянию на технологический режим электроприемники собственных нужд условно делят на ответственные и неответственные, или общестанционные.

К ответственным относятся - главные циркуляционные насосы, газодувки, насосы технического водоснабжения, сетевые насосы (АЭС),

компрессоры (ГЭС); дымососы, дутьевые вентиляторы (ТЭЦ), приемники систем управления, телемеханики и связи.

Для питания особо ответственных потребителей требуется не менее трех независимых источников питания: одного рабочего и двух резервных.

К общестанционным относят - освещение, электродвигатели вентиляции, резервные питательные насосы, электродвигатели склада топлива, химической водоочистки, трансформаторно-масляное хозяйство.

Если на электростанции предусматривается РУ на генераторном напряжении, то электроприемники СН получают питание через понижающий трансформатор собственных нужд или реактированными линиями.

На блочных электростанциях питание собственных нужд осуществляется отпайкой от энергоблока.



Эти схемы не могут обеспечить полностью надежного питания собственных нужд, т.к. при повреждении в генераторах или на шинах ГРУ нарушается питание собственных нужд. Поэтому кроме рабочих трансформаторов СН предусматриваются резервные трансформаторы, которые присоединяются к шинам ВН, имеющим связь с энергосистемой.

На тот редкий случай, когда авария на электростанции совпадает с аварией в энергосистеме, для наиболее ответственных потребителей, обеспечивающих сохранность оборудования в работоспособном состоянии (питательные насосы, масляные насосы смазки, валоповоротные устройства и др.), предусматриваются независимые источники питания. Независимые источники питания могут быть трех видов:

1. Автономные агрегаты с автоматическим пуском, состоящие из первичного двигателя в виде дизеля или газовой турбины и синхронного генератора. Подобные агрегаты требуют для пуска и набора нагрузки несколько минут. Применяются на атомных и мощных тепловых электростанциях с блоками 300 МВт и более, допускающими такой перерыв в подаче электроэнергии.

2. Вспомогательные генераторы, установленные на валу главного генератора. Применение вспомогательного генератора на одном валу с главным генератором усложняет конструкцию главного агрегата, увеличивает ширину машинного зала. Применяется на АЭС только для резерва электроснабжения циркуляционных насосов.

3. Аккумуляторные батареи со статическими преобразователями. Применяются на всех электростанциях.

Надежность питания СН обеспечивается следующими мероприятиями:

1. Секционируют выключателями главные сборные шины на генераторном напряжении. Число секций равно числу генераторов.

2. Секционируют сборные шины собственных нужд. Число секций равно количеству котельных агрегатов.

3. Применяют систему АВР при аварийном отключении рабочего источника питания.

4. Питают СН не менее чем от двух трансформаторов.

5. Используют резервирование источников питания. Различают два вида резерва: скрытый и явный.

При скрытом резерве мощность каждого источника питания выбирают из расчета так, чтобы каждый из них мог обеспечить одновременное питание как своих потребителей собственных нужд, так и другого источника питания, отключенного аварийно. Нормально источники питания работают с половинной нагрузкой.

При явном резервировании устанавливают нормально неработающий источник питания, по мощности способный заменить любой из работающих источников питания.

Способ резервирования в каждом конкретном случае выбирают на основе технико-экономических расчетов.

6. Применяют быстродействующую релейную защиту от токов КЗ, что обеспечивает кратковременность снижения напряжения на шинах СН и облегчает условия самозапуска электродвигателей, не успевших полностью затормозиться.

7. Применяют на генераторах системы АРВ, обеспечивающие поддержание остаточного напряжения при КЗ и быстрое восстановление нормального напряжения после отключения короткого замыкания.

Основными напряжениями в системе собственных нужд электростанций являются 6 кВ (для двигателей мощностью 200 кВт и выше) и 220/380 В - для всех остальных. Для привода большинства механизмов используют асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором. Для мощных механизмов используется синхронный двигатель.

### **Схемы питания собственных нужд неблочных электростанций**

Если ГРУ выполнено по схеме с одной системой шин (рисунок 10.47), то питание рабочего трансформатора собственных нужд берется с шин генераторного напряжения, а резервный трансформатор собственных нужд присоединяется отпайкой к трансформатору связи Т1 на участке между трансформатором и выключателем. При аварии в рабочем ТСН отключаются его выключатели Q2 и Q3 и автоматически включаются Q4 и Q6, подавая питание от резервного трансформатора ТСНР.

При аварии на шинах ГРУ отключаются Q1, Q2 и Q7. После чего автоматически включаются Q4 и Q6, восстанавливая питание СН от шин ВН через трансформатор связи и резервный трансформатор ТСНР.

Если ГРУ выполнено с двумя системами шин (рисунок 3.48), то рабочий трансформатор собственных нужд питается от рабочей системы шин А1, резервный трансформатор собственных нужд - от резервной системы шин А2.

При повреждении в рабочем ТСН отключаются выключатели Q2 и Q3 и автоматически включаются Q4 и Q6. При повреждении на рабочей системе шин отключаются выключатели Q1 и Q2. Через трансформатор связи, выключатель Q7, резервную систему шин и резервный трансформатор ТСНР питание шин собственных нужд восстанавливается.

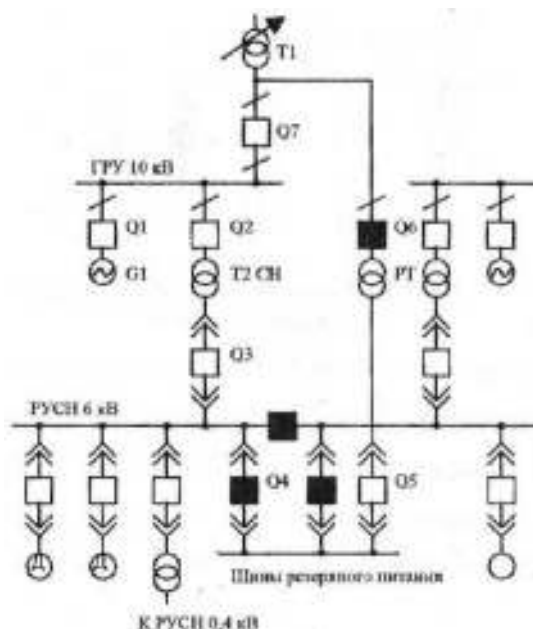


Рисунок 10.47 – Схема собственных нужд электростанции с ГРУ с одной системой шин

### Схемы питания собственных нужд блочных ТЭЦ и КЭС

Схемы собственных нужд блочных ТЭЦ и КЭС строятся на блочном принципе. РУ каждого блока подсоединяют через рабочие ТСН к ответвлению от генератора данного блока без поперечных связей между секциями.

Если между генератором и повышающим трансформатором установлен выключатель, то ТСН подключают к ответвлению между выключателем и трансформатором.

Электроприемники собственных нужд блока питаются от РУ данного блока, а электроприемники общестанционного назначения распределяют между блочными РУ по возможности равномерно. Электрические поперечные связи между РУ собственных нужд разных блоков сооружают лишь для резерва. Число и мощность резервных трансформаторов собственных нужд зависит от наличия выключателей в блоке. В схеме без генераторных выключателей резервные трансформаторы присоединяются к сборным шинам РУ среднего напряжения 110-220 кВ. и к третичной обмотке автотрансформатора связи между РУ высшего и среднего напряжения (рисунок 10.49).

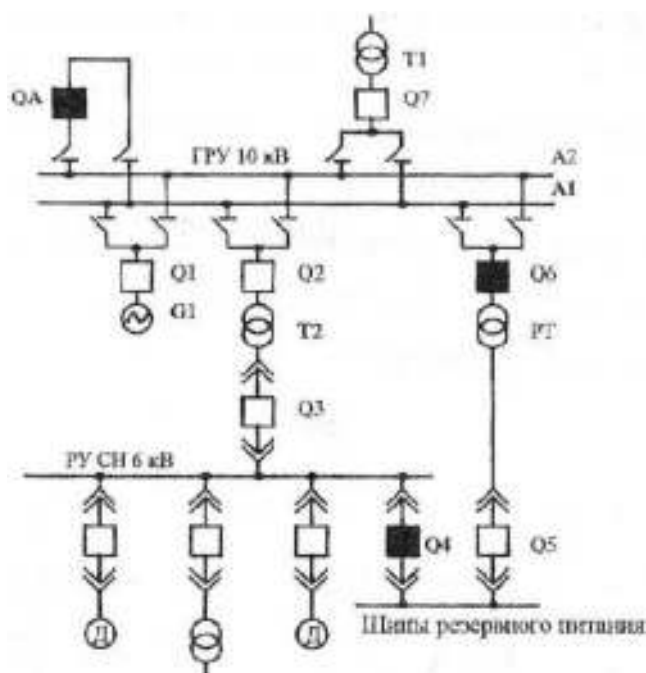


Рисунок 10.48 – Схема СН электростанции с ГРУ с двумя системами шин

Рабочие трансформаторы собственных нужд в этой схеме не могут обеспечить питание электроприемников собственных нужд блока при пуске и останове генератора.

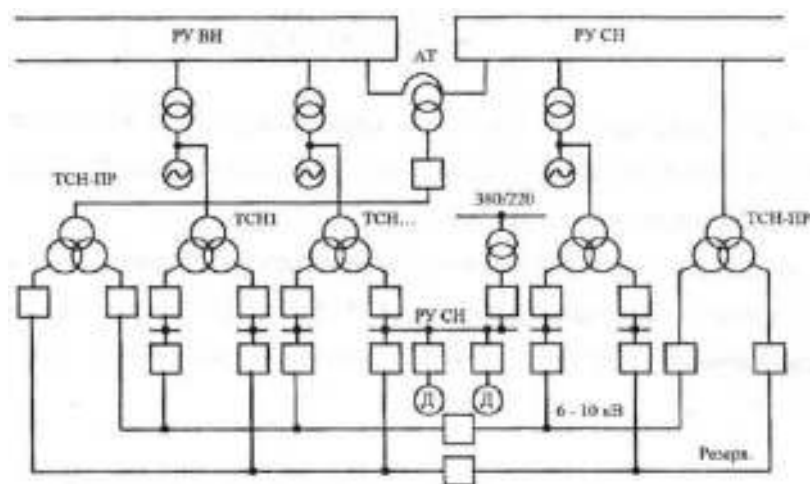


Рисунок 10.49 – Схема СН блочной электростанции с генераторным выключателем

Эти функции передаются на специальные пуско-резервные трансформаторы (ТСН-ПР), которые на КЭС с блоками 160 МВт и выше должны обеспечить замену одного рабочего ТСН и одновременный пуск или аварийный останов второго блока.

Количество пускорезервных трансформаторов выбирают в зависимости от числа энергоблоков (при одном или двух блоках - один, от трех до шести - два, от семи и более - три ТСН-ПР).

В схемах с генераторными выключателями пуски и остановки блоков осуществляют с помощью рабочих ТСН. Здесь достаточно установить один присоединенный резервный ТСН-Р такой же мощности, как у рабочих (рисунок 3.50).

### Схемы питания собственных нужд ГЭС

Потребители собственных нужд ГЭС делятся на агрегатные (водяная смазка турбинного подшипника, маслонасосы откачки воды с крышки турбины, охлаждение главных трансформаторов и др.) и общестанционные (насосы технического водоснабжения, откачки воды, дренажные, пожарные насосы, отопление, освещение, вентиляция и др.)

В отличие от ТЭЦ на ГЭС отсутствуют крупные двигатели напряжением 6 кВ, поэтому потребление энергии осуществляется на напряжении 0,4/0,23 кВ.

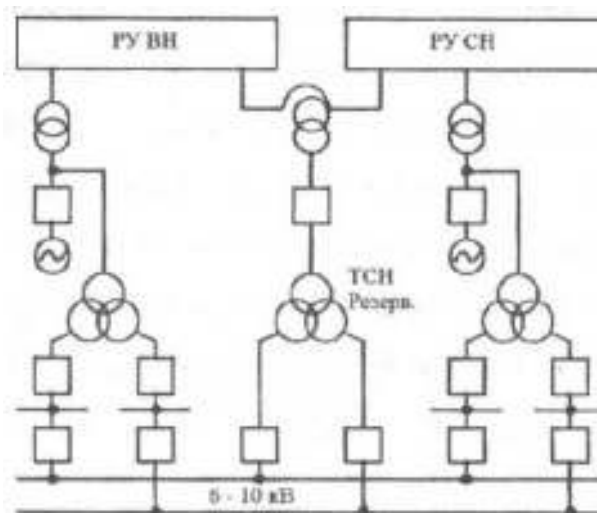


Рисунок 10.50 – Схема СН блочной электростанции без генераторного выключателя

На ГЭС малой и средней мощности трансформаторы собственных нужд присоединяются к сборным шинам 6 кВ через разъединители. Все потребители собственных нужд - агрегатные и общестанционные присоединены к шинам 0,4 кВ (рисунок 10.51).

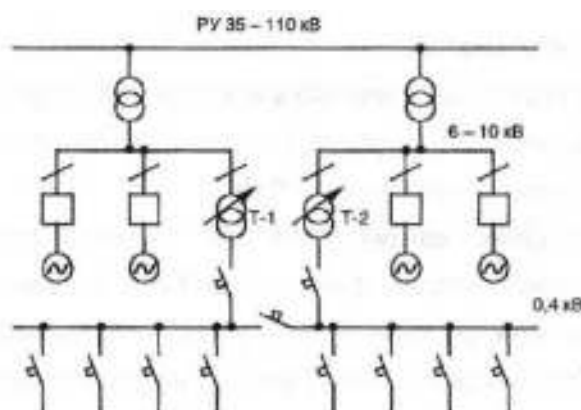


Рисунок 10.51 – Схема СН ГЭС малой и средней мощности

Сборные шины 0,4 кВ секционированы автоматическим выключателем, включенным в схему АВР. Мощность каждого трансформатора СН выбирается на полную нагрузку (скрытый резерв), поэтому резервные шины собственных нужд отсутствуют. Особо ответственные приемники получают питание с двух разных секций.

При большом числе и значительной единичной мощности агрегатов применяется схема раздельного питания агрегатных и общестанционных потребителей собственных нужд на напряжении 0,4 кВ (рисунок 3.52).

Агрегатные сборки 0,4 кВ получают питание от индивидуальных трансформаторов ТСН1-ТСН4, присоединенных отпайкой к энергоблокам. Резервирование питания осуществляется от трансформаторов Т7 и Т8, присоединенных к РУ 6-10 кВ, которое получает питание от трансформаторов связи Т5 и Т6.

Мощные стационарные электроприемники, а также потребители, расположенные вблизи ГЭС (судоходный шлюз, поселок для обслуживающего персонала) получают питание с шин 6 - 10 кВ.

Резервное питание секций 6-10 кВ осуществляется от местной подстанции, оставшейся после строительства ГЭС. В качестве независимых источников энергии для электроснабжения системы управления, релейной защиты, автоматики и связи предусматривают аккумуляторные батареи.

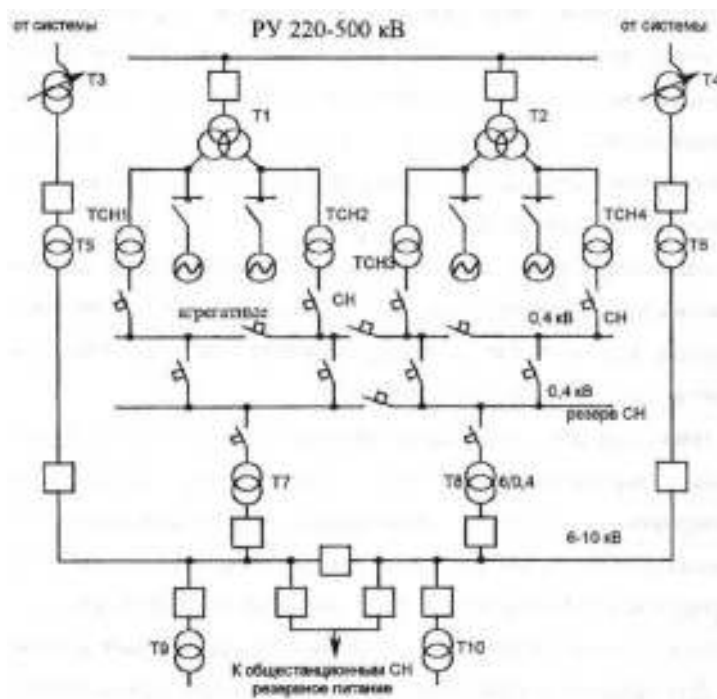


Рисунок 10.52 – . Схема СН ГЭС большой мощности

### Схемы питания собственных нужд подстанций

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа оборудования. Подстанции, выполненные по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурного персонала имеют наименьшее количество потребителей собственных нужд. К ним относятся:

электродвигатели охлаждения трансформаторов, обогрев приводов коммутационной аппаратуры, подогрев шкафов КРУН, освещение подстанции, оперативные цепи управления.

На подстанциях с выключателями ВН дополнительными потребителями собственных нужд являются компрессорные установки, снабжающие воздухом воздушные выключатели и пневматические приводы, зарядно-подзарядное устройство, синхронные компенсаторы.

Наиболее ответственными приемниками энергии собственных нужд на мощных подстанциях являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов и синхронных компенсаторов, устройства подогрева выключателей и шкафов управления, электродвигателей компрессоров. К потребителям собственных нужд также относится система пожаротушения, отопление, освещение, вентиляция.

Для питания оперативных цепей подстанции применяется оперативный ток: постоянный, переменный или выпрямленный.

Оперативный ток используется:

1) для управления коммутационными аппаратами (выключателями, разъединителями, отделителями, короткозамыкателями, различными автоматическими, пусковыми и другими устройствами);

2) для создания с помощью различных реле сигналов, посредством которых релейная защита, автоматическая, блокировочная и другая аппаратура воздействуют на исполнительные органы коммутационных аппаратов;

3) для осуществления всех видов сигнализации (как указывающей положение коммутационных аппаратов, так и предупреждающей об отклонении контролируемых параметров на подстанции).

Схема подключения и количество трансформаторов собственных нужд зависит от мощности и напряжения подстанции, установленной на ней коммутационной аппаратуры и оперативного тока.

Один трансформатор собственных нужд устанавливается на небольших и средних однострановых подстанциях напряжением 35-220 кВ с постоянным оперативным током. На таких подстанциях должны быть установлены трансформаторы типа ТМ и должны отсутствовать синхронные



компенсаторы и воздушные (элегазовые) выключатели. Мощность трансформатора собственных нужд выбирается по условию (10.1):

$$S_{\text{ном.тр}} \geq S_{\text{расч.}}, \quad (10.1)$$

где  $S_{\text{расч}}$  установленная нагрузка собственных нужд. Расчетная нагрузка определяется по формуле (10.2):

$$S_p = k_c \cdot \sqrt{P_y^2 + Q_y^2}, \quad (10.2)$$

где  $K_c = 0,8$  - коэффициент спроса.

Если на однотрансформаторной подстанции установлены синхронные компенсаторы, воздушные (элегазовые) выключатели или силовой трансформатор с системой охлаждения Д, ДЦ, то предусматривается установка двух трансформаторов собственных нужд, один из которых находится в холодном резерве и присоединяется к местной сети 6 - 35 кВ. Мощность каждого трансформатора собственных нужд в этом случае также выбирается по условию (10.1).

На мощных подстанциях устанавливаются два рабочих трансформатора собственных нужд, а для аварийного питания особо ответственных электроприемников предусматривают независимый источник питания - аккумуляторную батарею. Аккумуляторные батареи являются наиболее надежным источником питания вторичных устройств, так как они обеспечивают автономное питание оперативных цепей при исчезновении напряжения переменного тока в аварийных случаях в течение необходимого времени (0,5 – 2,0 ч). Применение аккумуляторных батарей ограничено из-за их высокой стоимости и сложности в эксплуатации. Поэтому они устанавливаются на электростанциях и наиболее крупных подстанциях. Постоянный оперативный ток применяется на всех подстанциях с высшим напряжением 330-750 кВ, на подстанциях 35-220 кВ с воздушными (элегазовыми) выключателями и на подстанциях 110-220 кВ с числом масляных выключателей три и более. В этом случае трансформаторы собственных нужд присоединяются к шинам 6-10-35 кВ, получающих питание от низшего напряжения трансформаторов (автотрансформаторов), связанных с энергосистемой (рисунок 10.53).

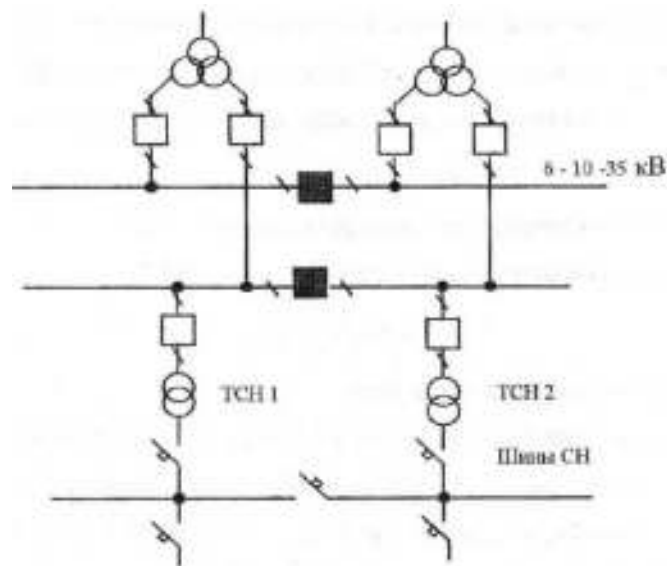


Рисунок 10.53 – Схема включения трансформаторов собственных нужд на подстанции с постоянным оперативным током

Переменный оперативный ток применяется на подстанциях 35-220 кВ без выключателей на стороне ВН, на всех подстанциях напряжением 6-10 кВ.

Возможно применение выпрямленного оперативного тока на подстанции 110 кВ с одним или двумя выключателями ВН. Трансформаторы собственных нужд присоединяются отпайкой к вводу главных трансформаторов, связанных с энергосистемой (рисунок 10.54).

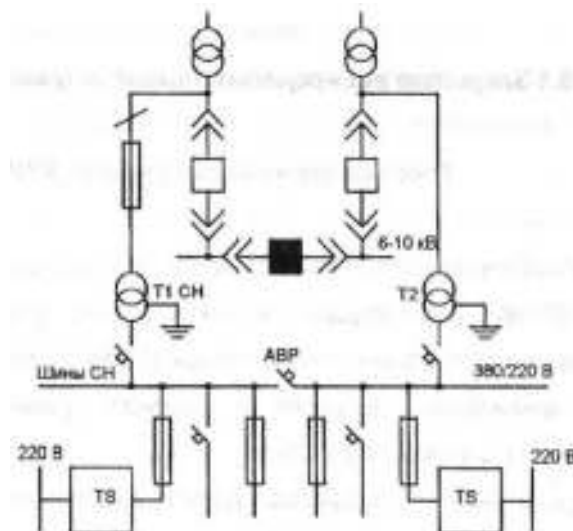


Рисунок 10.54 - Схема включения ТСН на подстанциях с выпрямленным током

Мощность трансформатора собственных нужд двухтрансформаторных подстанциях выбирается по условию (3.3):

$$S_T \geq \frac{S_p}{K_n}, \quad (10.3)$$

где  $K_n = 1,4$  - коэффициент допустимой аварийной перегрузки. Предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд должна быть не более 630 кВА.

## 10.9 Распределительные устройства

Распределительное устройство – это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства.

Различают распределительные устройства внутренние и наружные. В устройствах первого вида аппараты размещены в зданиях и, следовательно, защищены от атмосферных осадков, ветра, резких изменений температуры, а также от пыли, морской соли, вредных химических агентов в воздухе. В наружных устройствах аппараты установлены вне зданий и, следовательно, подвержены воздействию атмосферы и содержащихся в воздухе вредных веществ.

### 10.9.1 Закрытые распределительные устройства (ЗРУ) Требования к конструкциям ЗРУ

Закрытые распределительные устройства (ЗРУ) сооружаются обычно при напряжении 3 – 20 кВ. При больших напряжениях, как правило, сооружаются открытые РУ. Однако при ограниченной площади под РУ или при повышенной загрязненности атмосферы, а также в районах Крайнего Севера могут применяться ЗРУ на напряжения 35-220 кВ.

Распределительные устройства должны обеспечивать надежность работы электроустановки, что может быть выполнено только при правильном выборе и расстановке электрооборудования, при правильном подборе типа и конструкции РУ в соответствии с ПУЭ.

**Обслуживание РУ должно быть удобным и безопасным.** Размещение оборудования в РУ должно обеспечивать хорошую обзораемость, удобство ремонтных работ, полную безопасность при ремонтах и осмотрах. Для

безопасности соблюдаются минимальные расстояния от токоведущих частей для различных элементов ЗРУ.

**Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений к ним должны быть помещены в камеры или ограждены.** Ограждение может быть сплошным или сетчатым. Во многих конструкциях ЗРУ применяется смешанное ограждение - на сплошной части ограждения крепятся приводы выключателей и разъединителей, а сетчатая часть ограждения позволяет наблюдать за оборудованием. Высота такого ограждения должна быть не меньше 1,9 м, при этом сетки должны иметь отверстия размером не более 25 x 25 мм. Ограждения должны запираяться на замок.

Неизолированные токоведущие части, расположенные над полом на высоте до 2,5 м в установках 3–10 кВ и 2,7 м в установках 20–35 кВ, должны ограждаться сетками, причем высота прохода под сеткой должна быть не менее 1,9 м.

Осмотры оборудования производятся из коридора обслуживания, ширина которого должна быть не меньше 1 м при одностороннем и 1,2 м при двустороннем расположении оборудования. Если в коридоре ЗРУ размещены приводы разъединителей и выключателей, то ширина такого коридора управления должна быть соответственно 1,5 и 2 м. Если в ЗРУ применяются ячейки КРУ, то ширина прохода для управления и ремонта КРУ выкатного типа должна обеспечивать удобство перемещения и разворота выкатных тележек. Поэтому при однорядном расположении ячеек ширина определяется длиной тележки плюс 0,6 м, при двухрядном расположении – длиной тележки плюс 0,8 м. При наличии прохода с задней стороны КРУ его ширина должна быть не менее 0,8 м. Из помещений ЗРУ предусматриваются выходы наружу или в помещения с несгораемыми стенами и перекрытиями. Один выход принимается при длине РУ до 7 м, два выхода по концам при длине от 7 до 60 м; при длине более 60 м – два выхода по концам и дополнительные выходы с таким расчетом, чтобы расстояние от любой точки коридоров РУ до выхода не превышало 30 м. Двери из РУ должны открываться наружу и иметь самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ.

**ЗРУ должно обеспечивать пожарную безопасность.** Строительные конструкции ЗРУ должны отвечать требованиям СН и П, а также правилам

пожарной охраны (ППО). Здание РУ сооружается из огнестойких материалов. При проектировании ЗРУ предусматриваются меры для ограничения распространения возникшей аварии. Для этого оборудование отдельных элементов РУ устанавливается в камерах – помещениях, ограниченных со всех сторон стенами, перекрытиями, ограждениями. Если часть ограждений сетчатая, то камера называется открытой. В таких камерах устанавливаются разъединители, безмасляные, маломасляные или баковые выключатели с количеством масла до 25 кг. В современных ЗРУ баковые выключатели с большим количеством масла (более 60 кг) не применяются, так как для их установки надо предусматривать закрытые камеры с выходом наружу, что значительно усложняет строительную часть.

При установке в ЗРУ масляных трансформаторов предусматриваются меры для сбора и отвода масла в маслосборную систему. В ЗРУ предусматривается естественная вентиляция помещений трансформаторов и реакторов, а также аварийная вытяжная вентиляция коридоров обслуживания открытых камер с маслонаполненным оборудованием.

**Распределительное устройство должно быть экономичным.** Стоимость сооружения РУ складывается из стоимости строительной части, электрического оборудования, электромонтажных работ и накладных расходов. Для уменьшения стоимости строительной части по возможности уменьшают объем здания и упрощают его конструкцию. Значительное уменьшение стоимости достигается применением зданий РУ из сборных железобетонных конструкций, заменивших кирпичную кладку, применявшуюся раньше. Для уменьшения стоимости электромонтажных работ и ускорения сооружения РУ широко применяют укрупненные узлы, собранные на специализированной монтажной базе. Такими узлами могут быть камеры и шкафы со встроенным электрооборудованием: камеры для сборных шин и шинных разъединителей, шкафы управления выключателями, шкафы линейных разъединителей и т. п. Для присоединения линий 6–10 кВ в современных РУ широко применяют шкафы комплектных распределительных устройств. Применение укрупненных узлов позволяет использовать индустриальные методы сооружения ЗРУ с максимальной механизацией электромонтажных работ. Распределительное устройство, смонтированное из укрупненных узлов, называется сборным. В

сборном РУ здание сооружается в виде коробки, без каких-либо перегородок, зального типа. Основу камер составляет стальной каркас, а перегородки между камерами выполняют из асбоцементных или гипсолитовых плит. Уменьшение стоимости РУ достигается также сооружением их по типовым проектам, которые разрабатываются ведущими проектными организациями страны.

### **Конструкции ЗРУ 6 – 10 кВ с одной системой шин**

РУ 6 – 10 кВ с одной системой шин без реакторов на отходящих линиях широко применяются в промышленных установках и городских сетях. В таких РУ устанавливаются маломасляные или безмасляные выключатели небольших габаритов, что позволяет все оборудование одного присоединения разместить в одной камере. Такие РУ с камерами с выключателями, расположенными на выкатной тележке – ячейки комплексного распределительного устройства (КРУ), получили широкое распространение. Генераторные распределительные устройства (ГРУ), сооружаемые на ТЭЦ, выполняются с применением сборных и комплектных ячеек. ГРУ 6 – 10 кВ с одной системой шин и групповыми сдвоенными реакторами на линиях показано на рисунке 10.55. Оно разработано для ТЭЦ. При конструировании РУ необходимо знать размещение оборудования по камерам, для чего вначале вычерчивается схема заполнения. Схема заполнения – это электрическая схема включения основного оборудования и аппаратуры, отражающая их действительное взаимное размещение. В схеме заполнения условно, без соблюдения масштаба показывается контур здания и камер, расположение оборудования и делаются необходимые поясняющие надписи. Схема заполнения облегчает составление спецификации на оборудование, облегчает понимание конструкции РУ, но не заменяет конструктивных чертежей РУ. В некоторых случаях вычерчивается план РУ, и на нем условными обозначениями показывается размещение оборудования. План-схема заполнения показан на рисунке 10.55, б. В ГРУ предусмотрены три секции сборных шин, к каждой из которых присоединен генератор 63 МВт. К первой и третьей секциям присоединены трехобмоточные трансформаторы связи. На каждой секции установлены два групповых сдвоенных реактора 2 х 2000 А и четыре сборки КРУ с выключателями ВМПЭ-10. ГРУ рассчитано на ударный ток до 300 кА. Здание ГРУ одноэтажное, с

пролетом 18 м, выполняется из стандартных железобетонных конструкций, которые применяются для сооружения и других зданий ТЭЦ. В центральной части здания в два ряда расположены блоки сборных шин и шинных разъединителей, далее следуют ячейки генераторных, трансформаторных и секционных выключателей, групповых и секционных реакторов и шинных трансформаторов напряжения. Шаг ячейки 3 м. У стен здания расположены шкафы КРУ. Все кабели проходят в двух кабельных туннелях. Охлаждающий воздух к реакторам подводится из двух вентиляционных каналов, нагретый воздух выбрасывается наружу через вытяжную шахту. В каналы воздух подается специальными вентиляторами, установленными в трех камерах (1, 2, 3, рисунок 10.55,б). Обслуживание оборудования осуществляется из трех коридоров: центральный коридор управления шириной 2000 мм, коридор вдоль шкафов КРУ, рассчитанный на выкатку тележек с выключателями, и коридор обслуживания вдоль ряда генераторных выключателей. Следует обратить внимание на то, что все ячейки генераторных выключателей расположены со стороны ГРУ, обращенной к турбинному отделению, а ячейки трансформаторов связи – со стороны открытого РУ.

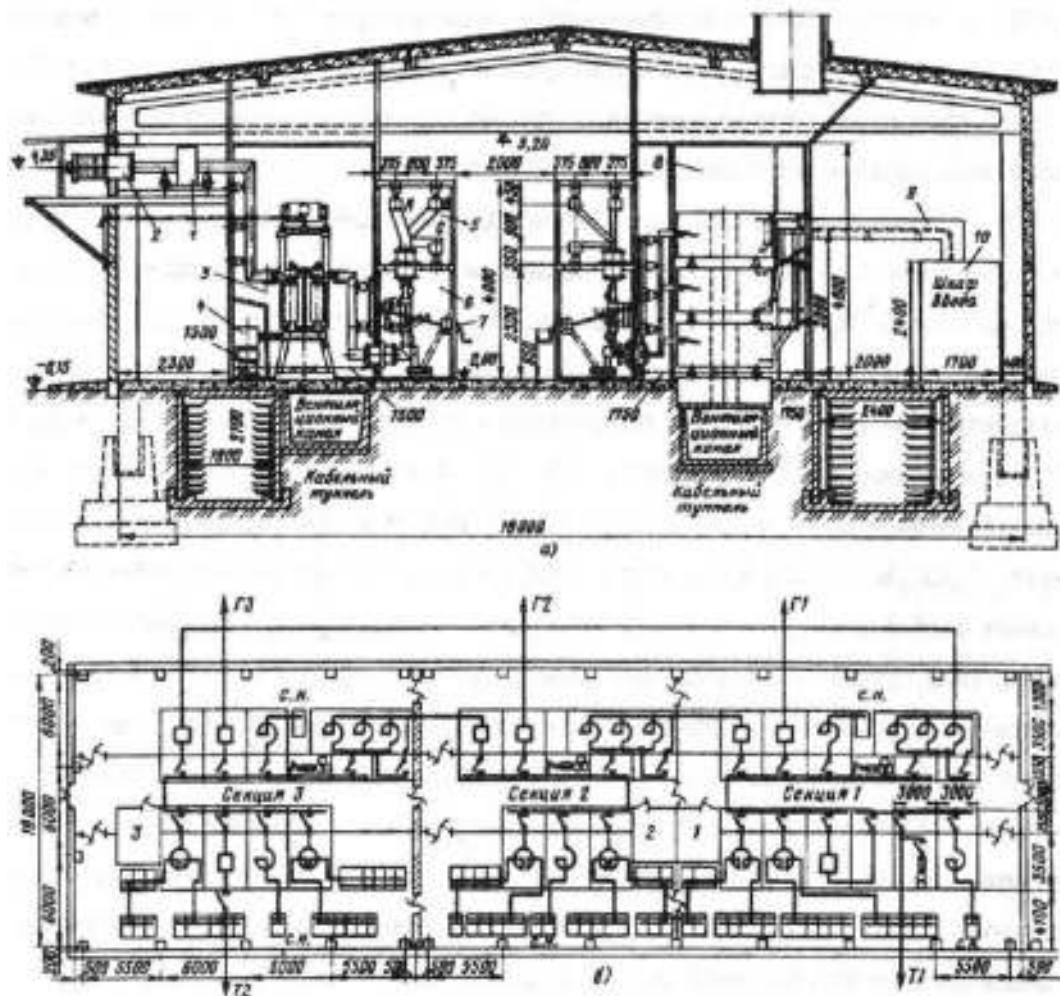


Рисунок 10.55 – ГРУ 6–10 кВ с одной системой шин и групповыми реакторами:  
 а – разрез по цепям генератора и группового реактора; 1 – трансформатор тока, 2 – проходной изолятор; 3 камера генераторного выключателя; 4 – привод выключателя; 5– блок сборных шин; б – блок шинных разъединителей; 7 – привод шинных разъединителей; 8 – камера сдвоенного реактора; 9 – шинопровод; 10 – ячейки КРУ; 6 – план-схема заполнения

Такое расположение позволяет осуществить соединение генераторов и трансформаторов связи с ячейками ГРУ с помощью подвесных гибких токопроводов. Соединение секций сборных шин 6 кВ в кольцо производится снаружи здания гибкой связью.

### Конструкции ЗРУ 35-220 кВ



В особых условиях (ограниченность площади, загрязненная атмосфера, суровые климатические условия) распределительные устройства 35 – 220 кВ сооружаются закрытыми. ЗРУ 35 – 220 кВ дороже открытых распределительных устройств на то же напряжение, так как стоимость здания значительно больше стоимости металлоконструкций и фундаментов, необходимых для открытой установки аппаратуры. В ЗРУ 35 – 220 кВ применяют только маломасляные выключатели. Установка баковых масляных выключателей привела бы к значительному увеличению стоимости РУ за счет сооружения специальных камер и маслосборных устройств. На рисунке 10.56 показано закрытое РУ 110 кВ с двумя рабочими и обходной системами шин. Здание зального типа высотой 10,2 м, одноэтажное.

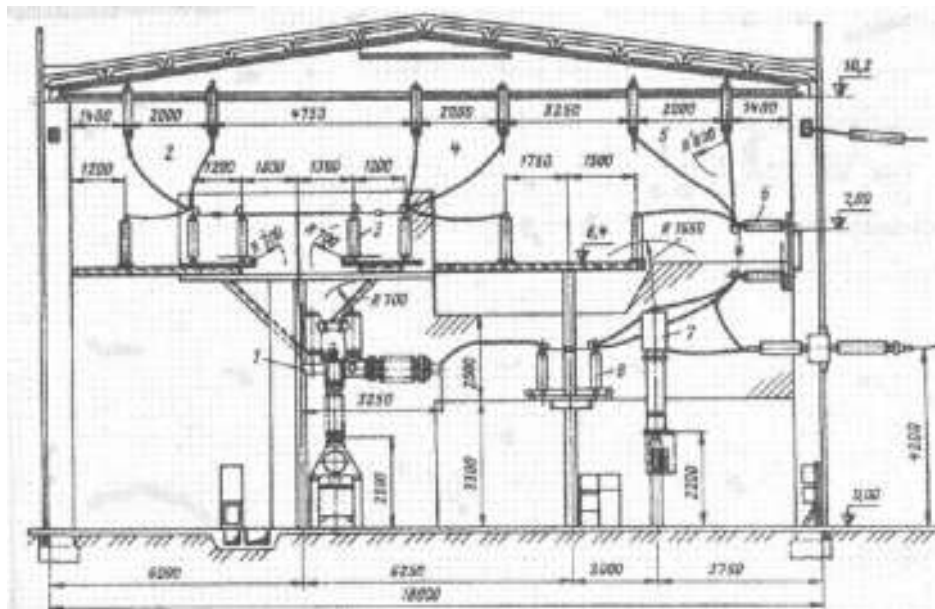


Рисунок 10.56 – ЗРУ 110 кВ зального типа. Разрез по ячейке воздушной линии: 1 – выключатель ВНВ –110; 2 – первая система шин; 3 – шинные разъединители; 4 – вторая система шин; 5 – обходная система шин; 6 – обходной разъединитель; 7 – конденсатор связи; 8 – линейный разъединитель

Сборные шины выполнены гибкими проводами и закреплены на гирляндах изоляторов (фазы А, В) и стержневых опорных изоляторах (фаза С). По торцам здания провода дополнительно крепятся к стенам с помощью оттяжных гирлянд. Обходная система шин крепится на подвесных изоляторах, закреплены на балках на высоте 11 м. Внутри здания предусмотрены стальные колонны и поперечные балки. Выключатели установлены на отметке

0,0. Для монтажных и ремонтных работ предусмотрены широкие проезды для автокранов по обе стороны здания. Ячейки разделены легкими плитами, что обеспечивает безопасность при ремонтах. Обслуживание изоляторов, ошиновки, шинных разъединителей производится с помощью передвижных телескопических подъемников. В ЗРУ 110 кВ могут устанавливаться выключатели ВВБ – 110, ВНВ – 110. В работающих электроустановках имеются другие конструкции ЗРУ 110 кВ, например двухэтажное с вынесенной наружу обходной системой шин. Последнее обстоятельство является серьезным недостатком, так как значительно увеличивает занимаемую площадь и снижает надежность работы при возможности загрязнения изоляции обходной системы шин. Так же как и для ГРУ 6 – 10 кВ, наиболее прогрессивным является применение комплектных РУ 35 – 110 кВ.

#### **10.9.2. КРУ серии КУ-10Ц**

КРУ внутренней установки серии КУ10-Ц комплектуется вакуумными силовыми выключателями нового поколения VM1S и ВР. Предназначено для приема и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока частоты 50(60)Гц и напряжения 10(6)кВ (рисунок 10.57).

КРУ используется в распределительных устройствах собственных нужд электростанций всех видов, на электрических подстанциях и в электроустановках промышленных предприятий.

#### **Достоинства КРУ КУ-10Ц.**

Безопасность:

- система блокировок исключает ошибки при обслуживании;
- время локализации аварии - не более 0,2 с;
- возможность манипулирования выключателем при закрытых дверях отсека;
- одностороннее обслуживание.

Экономичность:

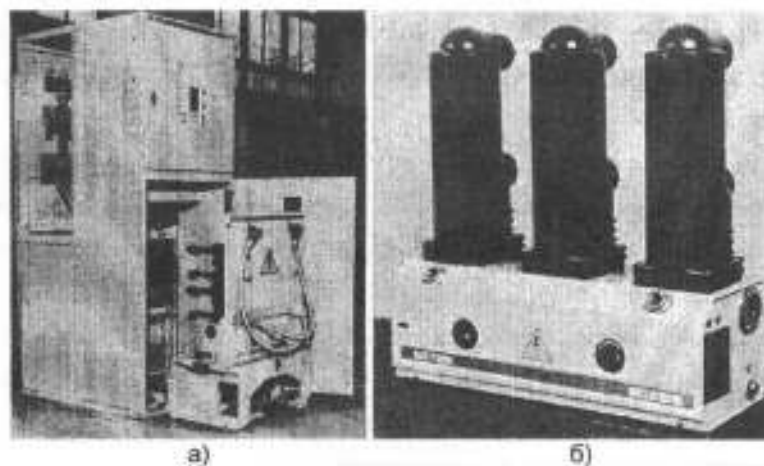


Рисунок 10.57 – Комплектное распределительное устройства КУ-10Ц: а) внешний вид шкафа КРУ; б) внешний вид вакуумного выключателя VM1S

- применение выключателей обеспечивает высокий механический и коммутационный ресурс и минимальные затраты при обслуживании;
- снижение стоимости за счет воздушной изоляции.

Универсальность:

- по схемному обеспечению заменяет КРУ различных серий КУ-10; КМ-1Ф; КМ-1; К-104 и др.
- возможность применения релейной и микропроцессорной защит;
- компактный дизайн.

КРУ может комплектоваться блоком управления на базе микропроцессора типа «SPAC», производства «АББ Реле-Чебоксары», или REF-542, производства ABB. Применение микропроцессорного управления дает ряд преимуществ:

- наглядность процесса работы КРУ за счет большого количества контролируемых параметров и отображения информации на динамических экранах, что дает возможность оператору своевременно реагировать для предотвращения аварий;
- постоянная диагностика оборудования, что позволяет проводить его
- предаварийную профилактику (в отличие от послеаварийной или периодическим техническим обслуживанием);
- возможность дистанционного управления;

- возможность пошагового наращивания систем релейной защиты, измерения и управления, и изменение их функций путем перепрограммирования;

- регистрация и сохранение величин всех контролируемых параметров, что дает возможность точного послеаварийного определения причин аварии.

### **Технические характеристики и значения параметров**

- номинальное напряжение, кВ: 6;10;

- номинальный ток, А: 630; 1000; 1600;

- номинальный ток отключения, кА: 20; 31,5;

- номинальный ток термической стойкости (3с), кА: 20; 31,5;

- номинальный ток динамической стойкости, кА: 52; 80;

- габариты (высота, глубина, ширина), мм: 2000x1000<sup>1</sup> x 750

Шкаф КРУ (рисунок 10.58) состоит из четырех отсеков: А - отсек линейных шин, Б - отсек сборных шин, В - релейный отсек, Г - отсек выкатного элемента. Выключатели вакуумные с электромагнитным приводом серий VM1S-10 и BP предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах работы в сетях с изолированной нейтралью при частоте тока 50 (60) Гц и напряжении 10 кВ. Выключатели типов VM1S-10 и BP2 имеют только один многофункциональный привод - электромагнит, который выполняет следующие функции:

- обеспечивает надежное и стабильное включение с нормированными параметрами;

обеспечивает надежное и стабильное отключение с нормированными параметрами, что позволило отказаться от традиционно используемой отключающей пружины;

- надежно фиксирует выключатель с помощью «магнитной защелки» в крайних положениях «Включено» и «Выключено»;

- обеспечивает ручное нормированное отключение.

Малая степень выгорания контактов гарантирует их долговечность и высокую коммутационную износостойкость. Компоновка рамы и полюсов обеспечивает удобство обслуживания и эксплуатации, минимальные массогабаритные характеристики по сравнению с существующими

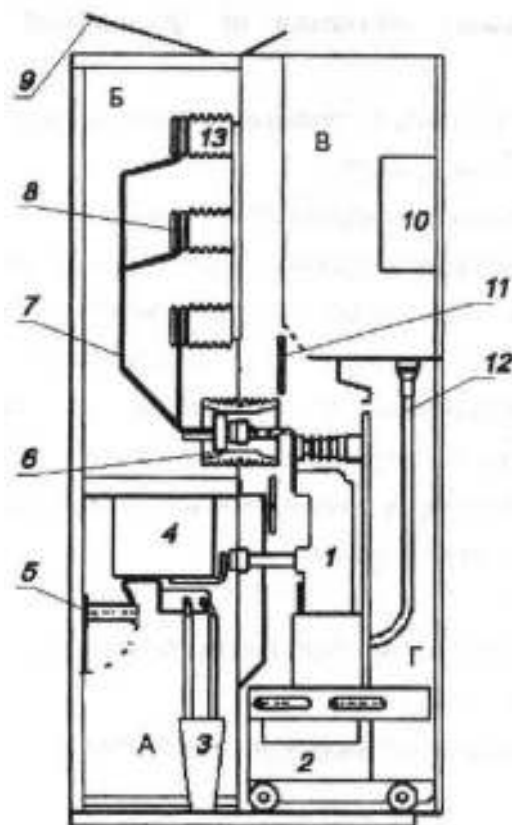


Рисунок 10.58 – Шкаф КРУ К 10Ц: 1– выключатель VM1S; 2 – выкатной элемент для VM1S; 3 – кабельная разделка; 4 – трансформатор тока; 5 – заземлитель; 6 – изолятор проходной; 7 – отпайка сборных шин; 8 – сборная шина; 9 – клапан сброса давления; 10 – микропроцессорный блок; 11 – шторный механизм; 12 – кабель управления выключателем VM1S; 13 – опорный изолятор

выключателями аналогичного типа. Схемные решения позволяют легко применять выключатели в типовых работах, как для схем с пружинным, так и для схем с электромагнитным приводами. Безопасность:

- соответствует требованиям безопасности для выключателей переменного тока на напряжение свыше 1000 В

- встроенная механическая блокировка операций включения

Экономичность:

- минимальные затраты при обслуживании;

- повышенный коммутационный и механический ресурс;

- многофункциональный электромагнитный привод с малым потреблением электроэнергии при включении и отключении.

Универсальность:

- схемы управления адаптированы к работе в ныне- и ранее выпускаемых КРУ (К-59, К-104, КМ-1Ф, КРУ2-10, К-ХИ и др.)
- постоянное или переменное напряжение управления приводом

### **10.9.3 Открытые распределительные устройства (ОРУ)**

Распределительное устройство, расположенное на открытом воздухе, называется открытым распределительным устройством. Как правило, РУ напряжением 35 кВ и выше сооружаются открытыми.

#### **Требования к конструкциям ОРУ**

Так же как и закрытые распределительные устройства, открытые РУ должны обеспечить надежность работы, безопасность и удобство обслуживания при минимальных затратах на сооружение, возможность расширения, максимальное применение крупноблочных узлов заводского изготовления.

Расстояние между токоведущими частями и от них до различных элементов ОРУ должно выбираться в соответствии с требованиями ПУЭ.

Все аппараты ОРУ обычно располагаются на невысоких основаниях (металлических или железобетонных). По территории ОРУ предусматриваются проезды для возможности механизации монтажа и ремонта оборудования. Шины могут быть гибкими из многопроволочных проводов или из жестких труб.

Гибкие шины крепятся с помощью подвесных изоляторов на порталах, а жесткие – с помощью опорных изоляторов на железобетонных или металлических стойках.

Применение жесткой ошиновки позволяет отказаться от порталов и уменьшить площадь ОРУ.

Под силовыми трансформаторами, масляными реакторами и баковыми выключателями 110 кВ и выше предусматривается маслоприемник, укладывается слой гравия толщиной не менее 25 см, и масло стекает в аварийных случаях в маслосборники. Кабели оперативных цепей, цепей управления, релейной защиты, автоматики и воздухопроводы прокладывают в лотках из железобетонных конструкций без заглубления их в почву или в

металлических лотках, подвешенных к конструкциям ОРУ. Открытое РУ должно быть ограждено. Открытые РУ имеют следующие преимущества перед закрытыми:

- меньше объем строительных работ, так как необходимы лишь подготовка площадки, устройство дорог, сооружение фундаментов и установка опор, в связи с этим уменьшаются время сооружения и стоимость ОРУ;
- легче выполняются расширение и реконструкция;
- все аппараты доступны для наблюдения.

В то же время открытые РУ менее удобны в обслуживании при низких температурах и в ненастье, занимают большую площадь, чем ЗРУ, а аппараты на ОРУ подвержены запылению, загрязнению и колебаниям температуры. Конструкции ОРУ разнообразны и зависят от схемы электрических соединений, от типов выключателей, разъединителей и их взаимного расположения.

### **Конструкции ОРУ 35 – 110 кВ со сборными шинами**

Открытое ОРУ 35 кВ по схеме с одной секционированной системой шин сооружается из блоков заводского изготовления (рисунок 10.59).

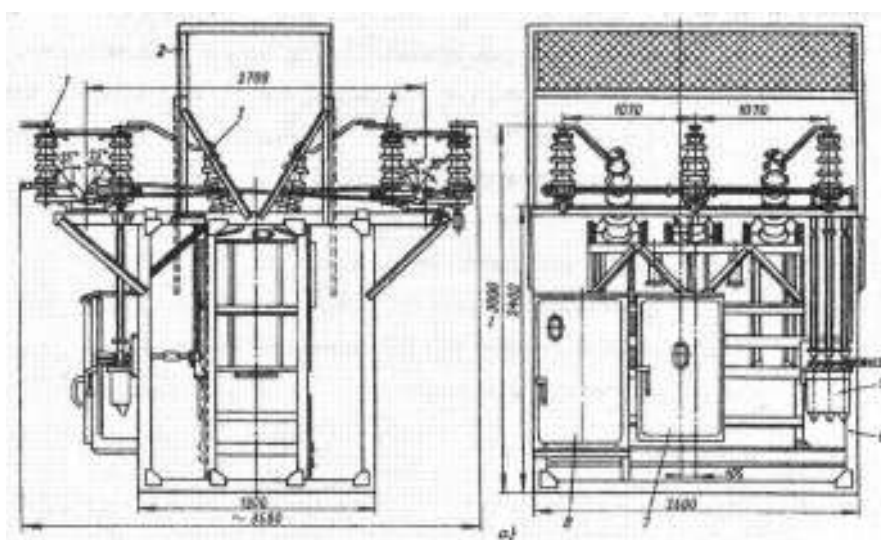


Рисунок 10.59 – Крупноблочное ОРУ-35. Блок выключателя: 1– разъединитель линейный; 2 – ремонтное ограждение; 3 – выключатель; 4 – разъединитель шинный; 5 – привод разъединителей; 6 – металлоконструкция; 7 – шкаф привода выключателя; 8 – релейный шкаф

В таком ОРУ все оборудование смонтировано на заводе и готовыми блоками поставляется для монтажа.

Сборные шины, к которым присоединяются блоки, могут быть гибкими или жесткими. Разъединители в блоках расположены на небольшой высоте, что облегчает их ремонт. Для безопасности обслуживания блоки имеют сетчатое ограждение.

Блок выключателя – это металлическая конструкция, на которой смонтированы выключатель С-35-630, шинный и линейный разъединитель РНДЗ-35. Привод выключателя установлен в шкафу, закрепленном на той же металлической конструкции. Выключатель и разъединители заблокированы между собой для предотвращения неправильных операций. Аппараты релейной защиты, автоматики, измерения и сигнализации размещаются в релейном шкафу рядом со шкафом привода. Такие блоки применяются для ввода линии, секционирования и ввода от трансформатора.

Блок шинных аппаратов также представляет собой металлическую конструкцию, на которой смонтированы разъединители РНДЗ с двумя заземляющими ножами и трансформатор напряжения ЗНОМ-35. На конструкции крепится релейный шкаф наружной установки. Вся регулировка и наладка оборудования в пределах блока осуществлены на заводе, что значительно облегчает монтаж и включение подстанции в работу. Блоки рассмотренной конструкции применяются в КТПБ 110/35/6(10) кВ.

На рисунке 10.60 показана конструкция ОРУ 110 кВ по схеме четырехугольника.

Кабели и воздушные провода проложены в лотках из железобетонных плит, которые служат одновременно пешеходными дорожками. В местах пересечений с дорогой лотки прокладываются под проезжей частью дороги.

Площадь распределительного устройства такого типа меньше площади типового с обходной системой шин, сокращается расход сборного железобетона и металлоконструкций, снижается стоимость строительно-монтажных работ. Характерно, что расположение токоведущих частей, разъединителей, выключателей и другой аппаратуры на площадке принято таким, чтобы при расширении распределительного устройства можно было перейти к схеме с одной или двумя рабочими системами шин и обходной системой.



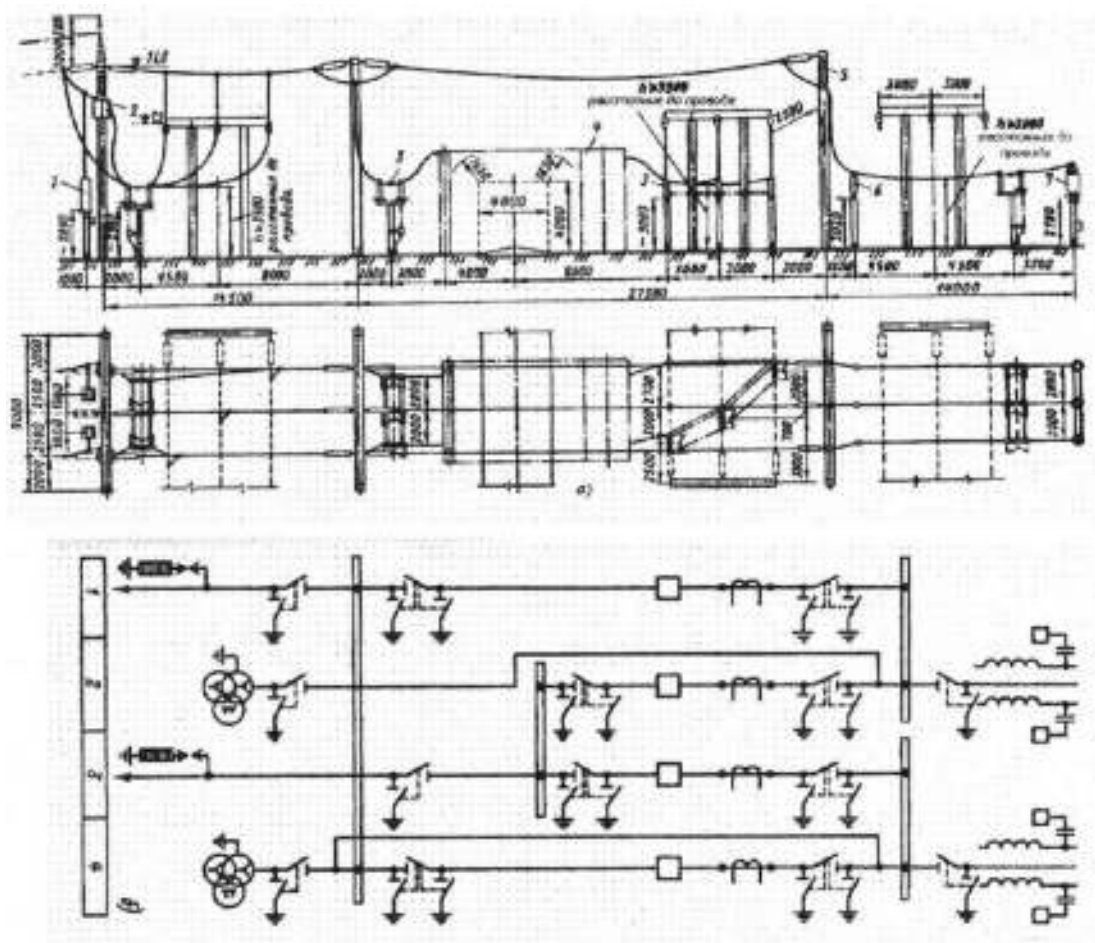
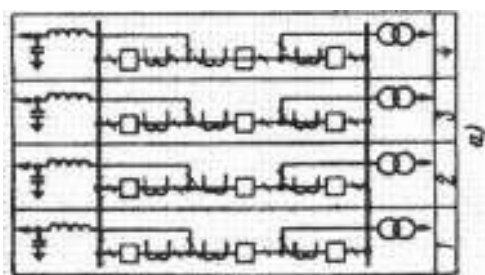
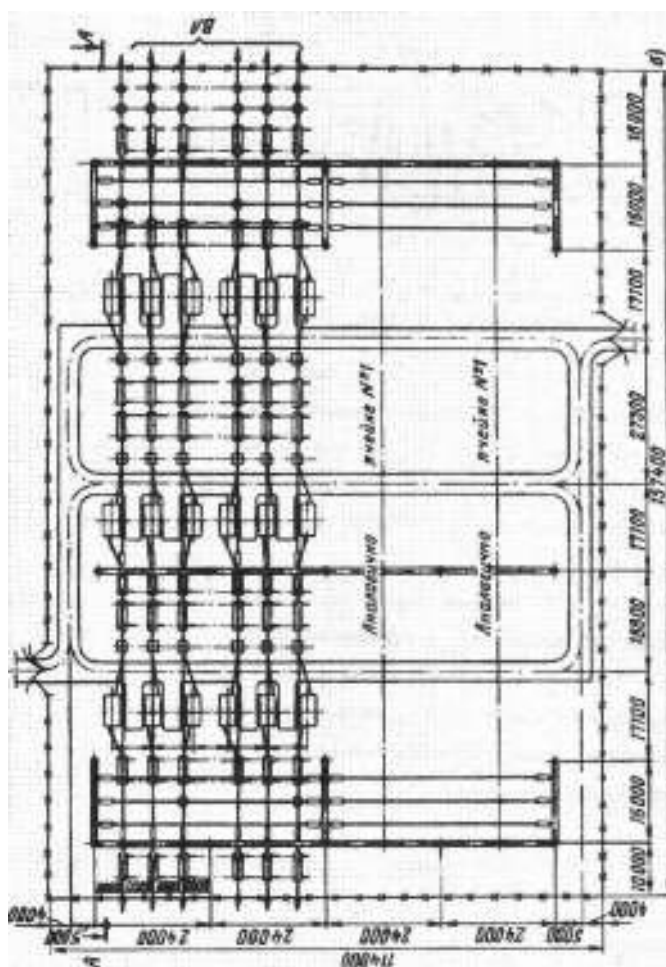


Рисунок 10.60 – ОРУ 110 кВ по схеме четырехугольника; а – разрез и план по ячейке линии и трансформатора напряжения: 1 – конденсатор связи СМР-110/3; 2 – заградитель высокочастотный РЗ-600-0,25; 3 – разъединитель; 4 – узел установки выключателя; 5 – гирлянда изоляторов; 6 – шинная опора; 7–трансформатор напряжения; б—схема заполнения

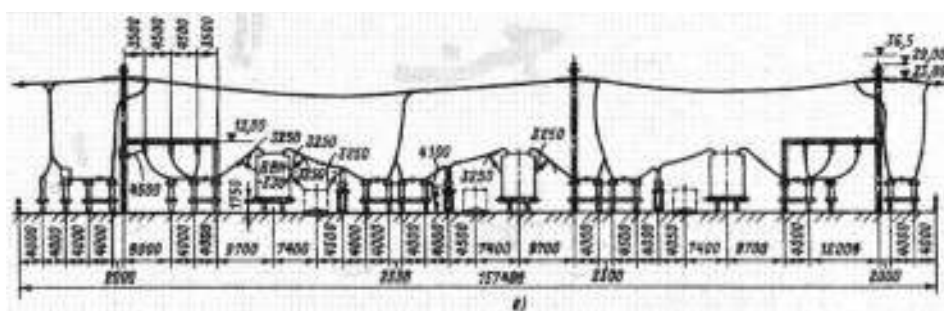
Для схемы с полутора выключателями на цепь широко применяется компоновка с трехрядной установкой выключателей (рисунок 10.61). В ОРУ такого типа необходимо сооружение дорог вдоль трех рядов выключателей, что значительно увеличивает длину ячеек (157,4 м). Расстояние между фазами выключателей 330 кВ принимается 7,5 – 8 м для того, чтобы автокран мог



а)



б)



в)

Рисунок 10.61 – ОРУ 330 кВ по схеме 3/2 выключателя на присоединение с поворотными разъединителями: а - схема заполнения; б - план; в - разрез

подъехать к любой фазе во время монтажа или ремонта. При ремонтно-монтажных работах высшая точка крана может находиться на высоте 16 м.

Учитывая, что минимальное расстояние от крана до проводов, находящихся под напряжением, принимается равным 4 м, а стрела провеса проводов – 3 м, высота опор ОРУ принята 23 м.

Существенно сокращаются ширина ОРУ, количество ветвей изоляции, длина ошиновки, расход железобетона на сваи при использовании в ОРУ 500 кВ подвесных разъединителей.

#### **10.9.4 Комплектные трансформаторные подстанции**

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) изготавливаются на заводах и крупноблочными узлами доставляются на место монтажа. Широкое внедрение КТП позволило индустриализовать и ускорить монтаж подстанций, обеспечить максимальную безопасность при обслуживании, уменьшить габариты подстанций.

Комплектные трансформаторные подстанции 6–10/0,4–0,23 кВ внутренней и наружной установки широко применяются для электроснабжения промышленных предприятий, сельскохозяйственных и коммунальных потребителей. Такие КТП комплектуются силовыми трансформаторами типа ТНЗ с негорючим заполнителем, трансформаторами типа ТМЗ герметичного исполнения с азотной подушкой или обычными масляными трансформаторами ТМ, ТСМА мощностью 30 – 1000 кВА.

Для внутрицеховых подстанций предпочтение следует отдавать трансформаторам с естественным воздушным охлаждением, трудоемкость которых, по данным производственной эксплуатации, технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования, на 60% ниже трудоемкости работ трансформаторов с масляным охлаждением аналогичной мощности.

Шкаф высшего напряжения имеет глухой кабельный ввод 6 – 10 кВ, или выключатель нагрузки с предохранителем, или разъединитель и предохранитель. В шкафах низшего напряжения устанавливаются автоматические выключатели выдвижного исполнения, блоки предохранитель – выключатель, магнитные пускатели с предохранителями.

Число типоразмеров трансформаторов, применяемых на одном предприятии, следует по возможности ограничивать, так как большое разнообразие создает неудобства в эксплуатации и вызывает затруднения в отношении складского резерва и взаимозаменяемости трансформаторов.

На подстанциях энергосистем применяются КТП наружной установки с высшим напряжением 35 и 110 кВ.

Со стороны высшего напряжения в КТП могут устанавливаться силовые предохранители типа ПВТ или короткозамыкатель и отделители. На двух трансформаторных КТП может предусматриваться схема мостика с отделителями или выключателями (для КТП 35 кВ). Со стороны 6 –10 кВ применяются КРУН.

Куйбышевским заводом «Электрощит» выпускаются комплектные трансформаторные подстанции из блоков заводского изготовления (КТПБ). Эти подстанции рассчитаны на установку двухобмоточных трансформаторов 110 кВ мощностью от 2500 до 40000 кВА, 35 кВ – 6300 до 16000 кВА и трехобмоточных трансформаторов 110/35/6 (10) кВ - от 6300 до 40000 кВА. Схемы электрических соединений на стороне 110 кВ могут быть различными: блок трансформатор - линия, ОД и КЗ, мостик с неавтоматической перемычкой, мостик с выключателем. На стороне 35 и 6(10) кВ принята схема с одной секционированной системой шин.

На рисунке 10.62 изображены план и разрез КТПБ с двумя трехобмоточными трансформаторами 110/35/6 (10) кВ.

ОРУ 110 и 35 кВ выполнено из отдельных блоков, на которых смонтировано оборудование, аппаратура и внутренние соединения. В перемычке 110 кВ установлен выключатель МКП-110М. Ошиновка ОРУ выполнена трубами из сплава алюминия, а отпайки – гибкими проводами А и АС. На стороне 6 (10) кВ установлены шкафы КРУН серий К-47, К-49 на каждую секцию до 8 шт. При необходимости можно установить реакторы 6 (10) кВ. Здание ОПУ собирается из утепленных панелей и рассчитано на установку панелей релейной защиты, устройств связи и телемеханики, а также имеет комнату для оперативно-выездной бригады.

Компоновка КТП легко может осуществляться по разным схемам путем выбора тех или иных блоков по сетке схем. ОРУ 110 и 35 кВ выполнено из

Ошиновка ОРУ выполнена трубами из сплава алюминия, а отпайки – гибкими проводами А и АС. На стороне 6 (10) кВ установлены шкафы КРУН серий К-47, К-49 на каждую секцию до 8 шт. При необходимости можно установить реакторы 6 (10) кВ. Здание ОПУ собирается из утепленных панелей и рассчитано на установку панелей релейной защиты, устройств связи и телемеханики, а также имеет комнату для оперативно-выездной бригады.

301

### **10.9.5 Комплектные распределительные устройства наружной установки (КРУН)**

Комплектное распределительное устройство - это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами

Комплектное распределительное устройство наружной установки (КРУН) предназначены для открытой установки вне помещения. КРУН состоят из металлических шкафов со встроенными в них аппаратами, приборами, устройствами защиты и управления.

Шкафы КРУН имеют уплотнения, обеспечивающие защиту аппаратуры от загрязнения и атмосферных осадков. Так как шкафы не абсолютно герметичны, то КРУН не предназначены для работы в среде с влажностью воздуха более 80%, опасной в отношении взрыва и пожара, а также в среде с химически активными газами и токопроводящей пылью. КРУН рассчитаны для работы при температурах окружающего воздуха от – 40 до + 35 °С. В некоторых сериях КРУН предусматривается искусственный подогрев воздуха внутри шкафа для создания условий, препятствующих конденсации влаги при резких колебаниях температуры наружного воздуха.

КРУН могут иметь стационарную установку выключателя в шкафу или выкатную тележку с выключателем подобно КРУ внутренней установки. Преимущества выкатного исполнения были отмечены выше.

Шкафы КРУН широко применяются для комплектных трансформаторных подстанций и в открытых РУ электростанций и подстанций. Так же как и КРУ, они разработаны для схемы с одной системой шин.

КРУН К-34 (рисунок 10.63) без коридора обслуживания является крупноблочной конструкцией, состоящей из шестидесяти шкафов, смонтированных на общей раме. Масса укрупненного блока из десяти шкафов около 5 т, общая ширина 7,5 м. Выдвижные элементы выкатываются на специальную раму. Шкафы серии К-34 созданы на базе малогабаритного выключателя ВММ-10У2 со встроенным пружинным приводом, работающим на оперативном переменном токе, и предназначены для двустороннего обслуживания. Шкаф с выключателем состоит из корпуса и выдвижного элемента 2. Корпус шкафа разделен перегородкой и подвижными шторками 6

на четыре отсека: выдвижного элемента, кабельного 12, верхних неподвижных контактов главной цепи 8 и сборных шин 11.

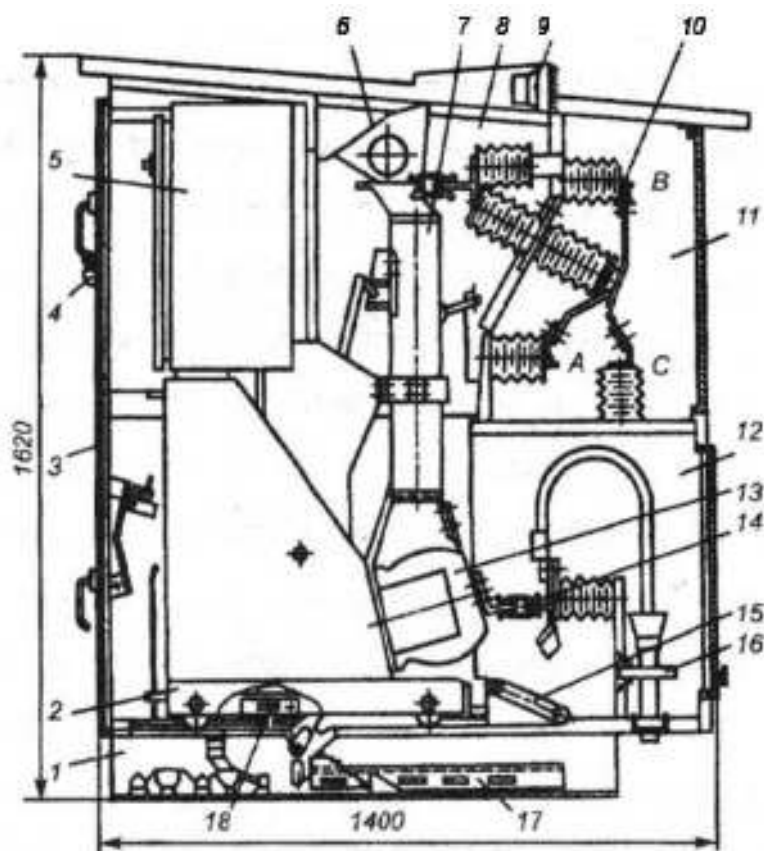


Рисунок 10.63 – Шкаф КРУН серии К-34 с маломасляным выключателем ВМП-10

В отсеке выдвижного элемента находятся направляющие для его вкатывания и выкатывания, пластина, фиксирующая элемент в рабочем и контрольном положениях, привод к заземляющему разъединителю, приводной механизм шторок, контакты заземления 18 выдвижного элемента и два штепсельных разъема. На выдвижном элементе вместе с выключателем 7 расположены измерительные трансформаторы тока 13 и релейный шкаф с аппаратурой вспомогательных цепей.

В кабельном отсеке находятся неподвижные линейные контакты главной цепи 14, трансформаторы тока 16 защиты от замыканий на землю, заземляющий разъединитель 15, сальники для ввода силового кабеля.

Сборные шины 10 в отсеке расположены по треугольнику и выполнены из алюминиевого уголка 40 x 20 мм. Отпайки к сборным шинам привариваются через компенсаторы. На раме 7 смонтированы нагреватели 17. В крыше КРУН

предусмотрена установка вентилятора 9, который автоматически включается от датчика при достижении температуры 45 °С.

Так обеспечиваются нормальные условия работы оборудования, встроенного в КРУН. Наружная дверь 3 шкафа имеет резиновое уплотнение, она может запираться на замок 4.

На базе вакуумного выключателя ВВВ-10/320 разработана конструкция крупноблочного КРУН серии К-100. Шкаф К-100 имеет цельносварную раму, на которой размещены четыре линейных ячейки с выдвижными элементами, ячейка трансформаторов напряжения и разрядников и вводная ячейка с выключателем на выдвижном элементе. Общая ширина такого блочного КРУН 3,85 м, масса 4 т.

Шкафы этих серий размещают на специальной площадке высотой 30-40 см с твердым покрытием, что позволяет выкатывать тележку из шкафа на время ремонтных работ. Однако работы на открытом воздухе в зимнее время и в ненастную погоду сопряжены с трудностями.

В серии К-47 применен маломасляный выключатель ВК-10 на токи до 1600 А. КРУН со шкафами К-47 имеет закрытый коридор 7 для обслуживания (рисунок 10.64).

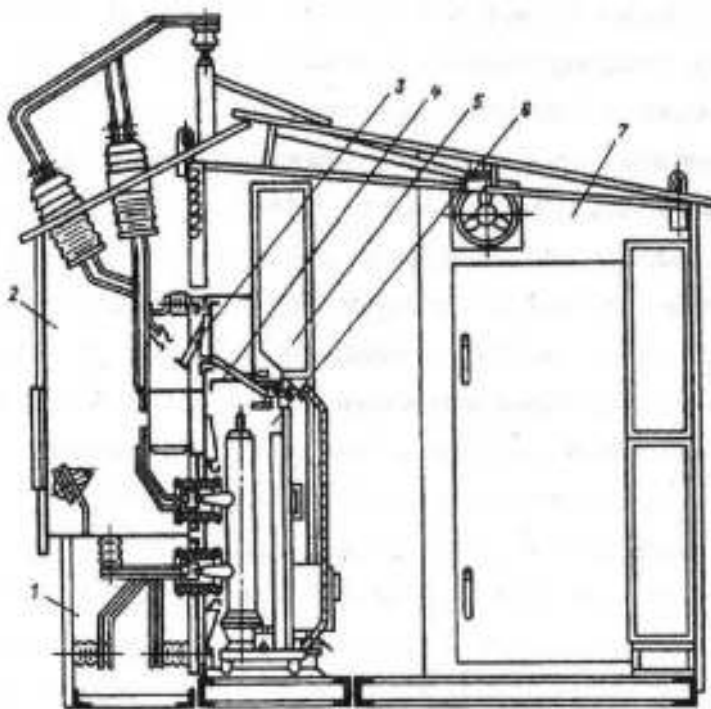


Рисунок 10.64 – Шкаф КРУН серии К-47 с выключателем ВК-10



Отсек сборных шин 1 расположен в нижней части шкафа, что позволило уменьшить габариты по глубине и монтировать блоки по шесть шкафов. В шкафах КРУН применены разгрузочный клапан 4 и трехполюсный короткозамыкатель 3, обеспечивающие более надежную работу автоматики ограничения времени горения открытой дуги КЗ. Шкаф К-47 металлическими перегородками разделен на отсеки сборных шин 1, линейный 2, релейный 5, выдвижного элемента 6 с выключателем ВК-10, его приводом и подвижными разъёмными контактами. Ширина каждого шкафа 750 мм; глубина 1300 мм, с коридором управления -3000 мм; высота 2700 мм.

КРУН может иметь различную конструкцию в зависимости от применяемого оборудования, различные схемы главных и вспомогательных соединений, поэтому при выборе их надо ориентироваться на сетку схем и каталожные данные.

#### **10.9.6 Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией**

Применение элегаза SF<sub>6</sub> в качестве изоляции позволяет создать КРУ на высокие напряжения (в мировой практике до 800 кВ). Элегаз обладает высокими электроизоляционными и дугогасительными свойствами, не токсичен, не горит, не образует взрывоопасных смесей.

Выключатели, разъединители, трансформаторы тока с элегазовой изоляцией имеют значительно меньшие габариты, чем такие же аппараты с масляной и фарфоровой изоляцией. Это определило основные области применения КРУ с элегазовой изоляцией (КРУЭ) - промышленные предприятия

Каждый элемент в КРУ с элегазовой изоляцией (КРУЭ) заключают в металлический герметичный заземленный кожух, заполненный элегазом под избыточным давлением. Отдельные элементы (блоки) соединяют с помощью газоплотных фланцев, а электрические соединения выполняют стержневыми шинами, размещенными в металлических корпусах с элегазом, и втычными контактами розеточного типа. Деление КРУЭ на блоки позволяет при замене одного из них сохранить газовое заполнение в остальной части. Ячейки КРУЭ серии ЯЭ на 110 и 220 кВ изготавливаются ленинградским ПО «Электроаппарат».

Ячейки элегазовые трёхполюсные серии ЯЭ-110 рассчитаны на номинальное напряжение 110 кВ, номинальный ток сборных шин 1600 А, ток ответвлений от шин 1250 А, ток отключения выключателя 40 кА. Для схемы с одной и двумя системами сборных шин серия включает типы ячеек: линейных ЯЭ-110Л, секционных ЯЭ-110С; шиносоединительных ЯЭ-110Ш, трансформаторов напряжения ЯЭ-110ТН.

На рисунке 10.65 показана ячейка ЯЭ-110Л-23У4 — линейная для схемы с двумя системами шин с трёхполюсным исполнением сборных шин, климатическое исполнение У, категория размещения 4 (ГОСТ 15543-70).

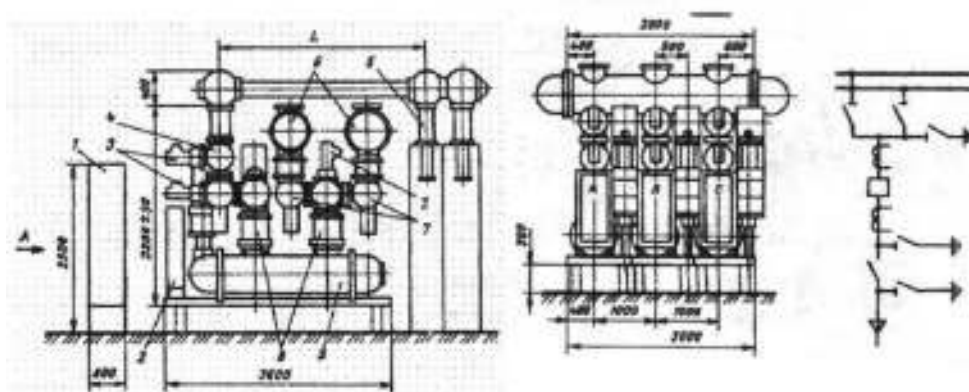


Рисунок 10.65 – Комплектное РУ 110 кВ с элегазовой изоляцией. Ячейка линейная ЯЭ-110Л-23У4

Три фазы сборных шин 6 находятся в одном общем металлическом кожухе, что позволяет получить минимальные габариты. Ответвления от сборных шин входят в блок шинных разъединителей 7, которые имеют электродвигательный или пневматический привод. Разъединители — это подвижный контактный стержень и неподвижные розеточные контакты. Шинные разъединители соединены стержневым проводником, который может быть заземлен с помощью заземлителя 3 с ручным приводом. Далее следует блок 8 с трансформаторами тока, а затем выключатель 9. Начиная с шинных разъединителей, фазы ячейки разделены. При выходе из выключателя установлен еще один блок трансформаторов тока 8. Через переходные блоки токоведущие части подходят к линейному разъединителю 4 с двумя заземлителями 3. Ячейка присоединяется к кабельному вводу 5. Для каждого полюса предусмотрен шкаф управления 2, в котором находятся ключи управления разъединителями, электроконтактные манометры, ряды контактных

зажимов всех вторичных цепей полюса. В распределительном шкафу 1 находятся контакторы, аппаратура дистанционного привода, блокировок и др. Избыточное давление элегаза в выключателе 0,6 МПа, в отсеке трансформатора напряжения 0,4 МПа, в других элементах 0,25 МПа.

В КРУЭ на 220 кВ в отличие от КРУЭ на 110 кВ принято однофазное исполнение сборных шин. Каждая фаза расположена внутри заземленных металлических корпусов и крепится литыми эпоксидными изоляторами. Таким образом, ячейки КРУЭ выполняются с отдельными фазами, все оборудование, включая сборные шины, разнесено по фазам (рисунок 10.66).

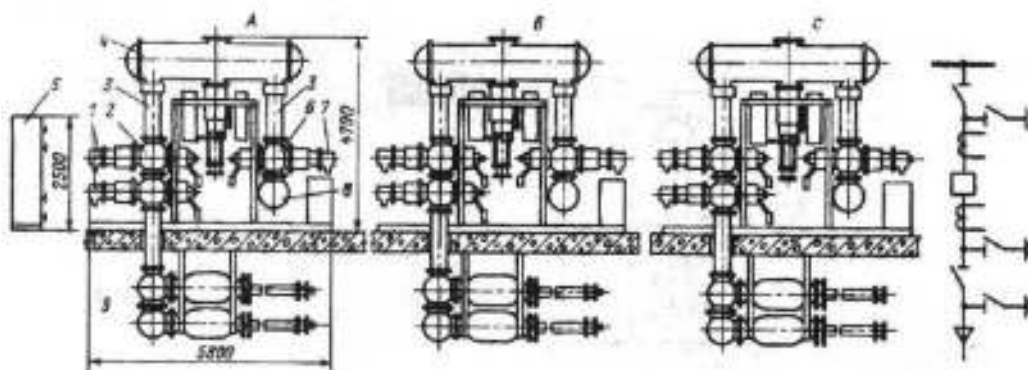


Рисунок 10.66 – Комплектное РУ 220 кВ с элегазовой изоляцией. Ячейка линейная ЯЭ-220Л-11У4: 1 – блоки заземлителей линейного разъединителя; 2 – блок линейного разъединителя; 3 – блок трансформаторов тока; 4 – выключатель; 5 – распределительный шкаф; 6 – блок шинного разъединителя; 7 – блок заземлителя шинного разъединителя; 8 – блок сборной шины фазы А; 9 – блок

Блок сборных шин 8 в ячейках ЯЭ-220 расположен в нижней части, а выключатель 4 – в верхней части ячейки. Кабельные выводы 9 присоединяются в подвальном помещении. Расположение всех остальных блоков можно проследить по схеме электрических соединений ячейки.

КРУ с элегазовой изоляцией имеют следующие достоинства: уменьшение требуемой площади в 10 – 15 раз, увеличение межремонтных периодов, полная автоматизация обслуживания, полная пожаро- и взрывобезопасность, биологическая безопасность для окружающей среды (отсутствие электрических и магнитных полей, низкий уровень шума, отсутствие радиопомех).

Недостатками являются относительно высокая стоимость элегаза, ограничение нижних рабочих температур окружающего воздуха (не ниже – 5°C), что приводит к необходимости установки КРУЭ в закрытых помещениях.

Причиной ограничения нижних температур является сжижение элегаза при – 30°C, а следовательно, изменение в сторону ухудшения его изоляционных и дугогасительных свойств. Для открытой установки КРУЭ в местностях, где температура воздуха опускается ниже – 30°C, должен быть решен вопрос о возможности подогрева элегаза и всего выключателя.

Применение КРУЭ позволяет выполнить компактные городские понижающие подстанции 220/110/10 кВ в центре нагрузок, что очень важно в застройках большой плотности и на промышленных предприятиях. Строительство подстанций с КРУЭ дает значительную экономию строительно-монтажных работ, в 7 – 8 раз сокращает расход металлоконструкций. Применение КРУЭ имеет большие перспективы.

## **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:**

### **Основная :**

1. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова.- М.: Академия, 2005 (гриф УМО).
2. Дыбленко И.И., Некрасов Ф.П., Черных А.Г. Электроэнергетика. Электрические станции и подстанции систем электроснабжения: Учебно - методический комплекс. Ч.1.- Ангарск: АГТА, 2004-экз.
3. Алиев И.И. Электротехнические материалы и изделия: Справочник / И.И. Алиев, М.И. Калганова.- М.: РадиоСофт, 2005.
4. Алиев И.И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию: Учебное пособие.- М.: Высшая школа, 2000-25экз., 2002.

### **Дополнительная:**

5. Электрическая часть электростанций и подстанций/ Под ред. Б.Н. Неклепаева.-М.:Энергия, 1972
6. Руцкий А.И. Электрические станции и подстанции.- Минск: Высш. шк., 1974 Церазов А.Л. И др. Электрическая часть тепловых электростанций.- М.:Энергия, 1980.
7. Электрическая часть электростанций/Под ред. С.В.Усова.- Л.:Энергоатомиздат, 1977, 1987.
8. Электрическая часть станций и подстанций/Под ред. А.А.Васильева.- М.:Энергоатомиздат, 1980, 1990

## **Информационно-библиотечное обеспечение дисциплины**

### **Обязательная литература:**

1. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова.- М.: Академия, 2004- 4 экз., 2005- 50 экз. (гриф МО).
2. Чунихин А.А. Электрические аппараты. Общий курс: Учебник.- 4-е изд., стер.- М.: ИД «Альянс», 2008.- 720с. (гриф МО).- 30 экз.
3. Алиев И.И. Электротехнические материалы и изделия: Справочник / И.И. Алиев, М.И. Калганова.- М.: РадиоСофт, 2005- 5 экз.

4. Алиев И.И. Электрические аппараты: Справочник/ И.И. Алиев, М.Б. Абрамов.- М.ж: РадиоСофт, 2005- 2 экз.

### **Дополнительная литература**

1. Электрическая часть станций и подстанций. А.А. Васильев, И.П. Крючков и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 640 с.
2. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 486 с.
3. 31.29 К72 Костин В.Н. Монтаж, эксплуатация оборудования и систем электроснабжения: Учебное пособие.- Ангарск: АГТА, 2005.
4. Электрическая часть электростанций/Под ред. С.В.Усова.- Л.:Энергоатомиздат, 1977 - 8 экз., 1987 - 1 экз.
5. Дьяков В.И. Типовые расчеты по электрооборудованию.- М.:Высш.шк.,1985 - 3 экз., 1991 - 9 экз.
6. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций.- М.:Энергия, 1980 - 5 экз., 1987 - 3 экз.
7. Лисовский Г.С., Хейфиц М.Э. Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35-500 к.-М.:Энергия, 1970 - 9 экз.
8. Мандрыкин С.А., Филатов А.А. Эксплуатация и ремонт электрооборудования электрических станций и сетей.-М.:Энергия, 1975 - 1 экз.
9. Мусаэлян Э.С. Наладка и испытание электрооборудования электростанций и подстанций.-М.:Энергия, 1979 - 8 экз.
10. Чунихин А.А. Электрические аппараты.-М.:Энергия, 1988
11. Родштейн Л.А. Электрические аппараты.-Л.:Энергия, 1989
12. Таев И.С. Электрические аппараты.-М.:Энергия1977